



Universidad  
Carlos III de Madrid

Departamento de Tecnología Electrónica

PROYECTO FIN DE CARRERA

OBTENCIÓN EXPERIMENTAL DE PARÁMETROS  
CARACTERÍSTICOS DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE  
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Autor:

Angelina Romero Valderrama

Director:

Vicente Salas Merino

Leganés, julio de 2011

---

Título: OBTENCIÓN EXPERIMENTAL DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS  
DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Autor: Angelina Romero Valderrama

Director: Vicente Salas Merino

EL TRIBUNAL

Presidente: \_\_\_\_\_

Vocal: \_\_\_\_\_

Secretario: \_\_\_\_\_

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día \_\_ de \_\_\_\_\_  
de 20\_\_ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de  
Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

---

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios, a mis padres, mi hermana, mi novio y mis suegros por su apoyo incondicional para ayudarme a alcanzar este objetivo.

De igual manera, agradezco a mi director de proyecto, Vicente Salas Merino, por su dedicación y enseñanzas.

A Pedro, Dani, David y a los chicos de los trabajos dirigidos por su trabajo y su tiempo.

A John, Paqui, Amy y Josué por su valiosa ayuda con el inglés.

Y a todas las personas que se dedican a fomentar el uso de las energías renovables y en especial el de la energía solar fotovoltaica.

*Dedicado a mis mascotas y plantas*

---

## **RESUMEN**

El presente proyecto está dirigido a la obtención de parámetros característicos de varias tecnologías de módulos fotovoltaicos así como al análisis de la degradación de los mismos.

Estos módulos se encuentran ubicados en el edificio Agustín de Betancourt del Campus de Leganés de la Universidad Carlos III de Madrid.

El objetivo fundamental del proyecto es la observación del cambio en los parámetros característicos de los módulos fotovoltaicos con el paso del tiempo y el aumento de la temperatura.

Asimismo, se compararán los módulos entre sí según potencia máxima obtenida, factor de forma y rendimiento de los mismos. En este caso, se analizarán dichos módulos durante el período comprendido entre enero de 2009 y enero de 2011.

---

## **ABSTRACT**

The current project is aimed at obtaining characteristic parameters of various photovoltaic module technologies and the analysis of their degradation.

These modules are located in the Agustín de Betancourt building at the University of Carlos III in the city of Leganés, Madrid.

The project's fundamental objective is to observe the change in the characteristic parameters of the same over time and the increase in temperature.

They will be compared amongst themselves according to maximum obtained power, fill factor and performance. Said modules will be analyzed during the time period between January 2009 and January 2011.

---

# ÍNDICE GENERAL

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS .....</b>	<b>1</b>
1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2	OBJETIVOS.....	2
1.3	MEDIOS EMPLEADOS.....	2
1.4	ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	3
<b>2</b>	<b>CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>TIPOS DE CÉLULAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE PROYECTO.....</b>	<b>9</b>
3.1	SILICIO MONOCRISTALINO (M-Si) .....	9
3.2	SILICIO POLICRISTALINO (Q-CELL) .....	11
3.3	HIT.....	14
3.4	CONTACTO POSTERIOR .....	16
<b>4</b>	<b>PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>19</b>
4.1	CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA (STC).....	19
4.2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	20
4.3	CURVA CARACTERÍSTICA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO (CURVA I-V) .....	23
<b>5</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTALES .....</b>	<b>30</b>
6.1	SELECCIÓN DE DATOS .....	31
6.2	COMPARACIÓN DE COEFICIENTES DE VARIACIÓN DE PARÁMETROS CON LA TEMPERATURA.....	33
6.2.1	Módulo A .....	34
6.2.2	Módulo B .....	36
6.2.3	Módulo C.....	38
6.2.4	Módulo D.....	40
6.3	ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DEL AUMENTO DE LA TEMPERATURA EN LA DISMINUCIÓN DE POTENCIA ENTREGADO POR EL MÓDULO .....	42
6.3.1	Módulo A .....	43
6.3.2	Módulo B .....	44
6.3.3	Módulo C.....	45
6.3.4	Módulo D.....	46
6.4	ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DE POTENCIA POR DEGRADACIÓN.....	51
6.4.1	Módulo A .....	54
6.4.2	Módulo B .....	55
6.4.3	Módulo C.....	56
6.4.4	Módulo D.....	57
6.5	ANÁLISIS DEL FACTOR DE FORMA DE LOS MÓDULOS.....	58
6.5.1	Módulo A .....	59
6.5.2	Módulo B .....	59
6.5.3	Módulo C.....	60
6.5.4	Módulo D.....	60
6.6	ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS .....	62

---

<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>8</b>	<b>FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO .....</b>	<b>67</b>
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>68</b>
<b>10</b>	<b>ANEXO PRESUPUESTO.....</b>	<b>69</b>
	<b>RESUMEN DE COSTES.....</b>	<b>71</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.4.1 Conductividad intrínseca .....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1.4.2 Dopado de átomos.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1.4.3 Efecto fotovoltaico.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 1.4.4 Célula fotovoltaica convencional.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 3.1.1 Método Czochalski .....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3.1.2 Células de silicio monocristalino con forma cuadrada, semi redonda y redonda .....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3.2.1 Comparación monocristal y multicristal.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3.2.2 Si policristalino sin tratamiento antireflectante, Si con tratamiento antireflectante y Si policristalino con antireflectante las líneas de contacto. ....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3.2.3 Células de seis y ocho pulgadas. ....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 3.3.1 Célula de tecnología HIT.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3.3.2.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3.4.1 Célula de Contacto Posterior.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3.4.2 Célula de contacto posterior en comparación con célula de Si multicristalino .....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3.4.3 Células de Contacto Posterior vistas posterior y anterior.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3.4.4 Módulos fotovoltaicos con células de Contacto Posterior .....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 4.2.1 Factor de forma (FF) .....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4.3.1 Curva característica del un módulo fotovoltaico .....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 4.3.2 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4.3.1 Trazador de curvas IV.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 4.3.2 Estación meteorológica .....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 4.3.3 Piranómetro vertical                      Figura 4.3.4 Piranómetro horizontal y difuso.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 4.3.5 Pirheliómetro.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 4.3.6 Módulos de estudio.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 4.3.7.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 6.1.1 Curva de radiación solar.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 6.2.1 <math>\alpha</math> módulo A .....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 6.2.2 <math>\beta</math> módulo A.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 6.2.3 <math>\gamma</math> módulo A.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 6.2.1 <math>\alpha</math> módulo B .....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 6.2.2 <math>\beta</math> módulo B.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 6.2.3 <math>\gamma</math> módulo B.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 6.2.4 <math>\alpha</math> módulo C .....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 6.2.5 <math>\beta</math> módulo C .....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 6.2.6 <math>\gamma</math> módulo C.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 6.2.7 <math>\alpha</math> módulo D.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 6.2.8 <math>\beta</math> módulo D.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 6.2.9 <math>\gamma</math> módulo D .....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 6.3.1 P-V a diferentes temperaturas (módulo A).....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 6.3.2 P-V a diferentes temperaturas (módulo B).....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 6.3.3 P-V a diferentes temperaturas (módulo C).....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 6.3.4 P-V a diferentes temperaturas (módulo D) .....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 6.3.5 Disminución lineal de la potencia .....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 6.3.6 P-V a 45°C.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 6.3.7 P-V a 54°C.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 6.3.8 P-V a 64°C.....</i>	<i>48</i>



---

<i>Figura 6.4.1 P-V 2009.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 6.4.2 P-V 2010.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 6.4.3 I-V 2009.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 6.4.4 I-V 2010.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 6.5.1 I-V para las mismas condiciones de medida de todos los módulos .....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 6.5.2 FF módulo A.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 6.5.3 FF módulo B.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 6.5.4 FF módulo C .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 6.5.5 FF módulo D .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 6.6.1 Rendimiento en horas de la mañana .....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 6.6.2 Rendimiento en horas de la tarde.....</i>	<i>64</i>

---

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 4.3.1</i>	30
<i>Tabla 6.1.1</i>	31
<i>Tabla 6.2.1 Coeficientes de temperatura (módulo A) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.</i>	35
<i>Tabla 6.2.1 Coeficientes de temperatura (módulo B) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.</i>	37
<i>Tabla 6.2.2 Coeficientes de temperatura (módulo C) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.</i>	39
<i>Tabla 6.2.3 Coeficientes de temperatura (módulo D) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.</i>	41
<i>Tabla 6.3.1</i>	43
<i>Tabla 6.3.2</i>	44
<i>Tabla 6.3.3</i>	45
<i>Tabla 6.3.4</i>	46
<i>Tabla 6.3.5</i>	49
<i>Tabla 6.3.6</i>	49
<i>Tabla 6.3.7</i>	50
<i>Tabla 6.3.8</i>	50
<i>Tabla 6.4.1</i>	54
<i>Tabla 6.4.2</i>	54
<i>Tabla 6.4.3</i>	55
<i>Tabla 6.4.4</i>	55
<i>Tabla 6.4.5</i>	56
<i>Tabla 6.4.6</i>	56
<i>Tabla 6.4.7</i>	57
<i>Tabla 6.4.8</i>	57
<i>Tabla 6.4.9</i>	57
<i>Tabla 6.5.1</i>	58
<i>Tabla 6.5.2</i>	58
<i>Tabla 6.5.3</i>	61
<i>Tabla 6.6.1</i>	62
<i>Tabla 6.6.2</i>	62
<i>Tabla 6.6.3</i>	63
<i>Tabla 6.6.4</i>	64

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

### 1.1 Introducción

La energía fotovoltaica es la tecnología que genera corriente continua (CC) y potencia eléctrica a partir de semiconductores (células fotovoltaicas) iluminados mediante fotones provenientes de la radiación solar.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico. Este efecto se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos.

Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre los bornes de una pila.

Algunas de las ventajas de la energía fotovoltaica son las siguientes: <sup>1</sup>

- La fuente de energía es inagotable (sol);
- Energía no contaminante;
- Costes de operación bajos (no utiliza combustibles);
- La temperatura de operación es la temperatura ambiente;
- Larga vida de los módulos fotovoltaicos (más de 20 años);
- Instalación simple, rápida y modular;
- Integración en estructuras existentes;
- Segura y aceptada por la población en general.

Sin embargo, existen algunas desventajas:

- La energía solar es relativamente débil;
- Costes de instalación altos;
- Baja fiabilidad de elementos auxiliares (incluido el almacenamiento de la energía);
- Falta de un almacenamiento económico de la energía;
- Falta de un sistema de instalación e integración comercialmente disponible y extendido.

---

<sup>1</sup> Handbook of Photovoltaics Science Engineering. A. Luque, S. Hegedus. P.3

## **1.2 Objetivos**

El siguiente estudio experimental pretende obtener los parámetros característicos y demostrar la degradación sufrida por cuatro módulos fotovoltaicos ubicados en la Universidad Carlos III de Madrid (campus de Leganés). Cada uno de dichos módulos utiliza una tecnología diferente de fabricación de las células fotovoltaicas que lo componen.

A partir de la explicación del funcionamiento de las células fotovoltaicas y de las distintas tecnologías estudiadas, se detallará la forma en que se obtuvieron los datos de las mediciones de tensiones, corrientes, irradiancia, etc. de cada módulo. A continuación, se realizarán cinco análisis.

El primero de ellos es la comparación de coeficientes de temperatura medidos con los proporcionados por cada fabricante. En el segundo análisis se hace referencia a la influencia del aumento de la temperatura en la disminución de potencia de cada módulo. El tercer análisis estudia la disminución de potencia del módulo debido al paso del tiempo, el cuarto análisis estudia y compara el factor de forma de los módulos y el último realiza una comparación de rendimiento de los mismos.

## **1.3 Medios empleados**

Para la obtención de los datos se utilizará el software PVPM, las instalaciones y equipos de medida de la última planta del edificio Agustín de Betancourt de la Universidad Carlos III de Madrid (Leganés) Para el análisis de los datos se utilizará el programa Microsoft Office Excel 2007 dado su fácil e intuitivo manejo. También se utilizará el software Origin Pro.

## **1.4 Estructura de la memoria**

Para facilitar la lectura de la memoria, se incluye a continuación un breve resumen de cada capítulo:

- En el capítulo 2 se expone el funcionamiento de una célula fotovoltaica;
- El 3er capítulo describe las tecnologías de célula utilizadas en el presente proyecto;
- El capítulo 4 está orientado a la explicación de parámetros característicos de un módulo fotovoltaico;
- El capítulo 5 describe los equipos de medida:
- El capítulo 6 detalla los resultados experimentales y el capítulo 7 aborda las conclusiones del proyecto.

El presupuesto del mismo se adjunta como anexo.

## Capítulo 2

### 2 Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas convierten la energía de la luz en energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico. La luz solar, formada por fotones, incide sobre la célula pudiendo ser reflejada, absorbida o puede pasar a través de la misma. Únicamente los fotones absorbidos pueden generar electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía de éste se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico <sup>2</sup>.

El material más usado actualmente para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio, siendo necesaria una alta pureza del mismo. Los átomos de silicio forman una red cristalina estable. Cada uno de ellos tiene cuatro electrones de valencia en su capa más externa. Para formar una configuración electrónica estable dos electrones de átomos vecinos de la red cristalina se unen para formar un doble enlace. Si se unen cuatro átomos de para formar enlaces dobles, cada átomo de silicio alcanza la configuración de gas noble con ocho electrones en su capa más externa. Uno de estos enlaces dobles pueden romperse por la acción de la luz o el calor. Es entonces cuando un electrón puede moverse libremente, dejando un hueco en la red cristalina<sup>3</sup>. Este proceso recibe el nombre de conductividad intrínseca (Fig.1.4.1).

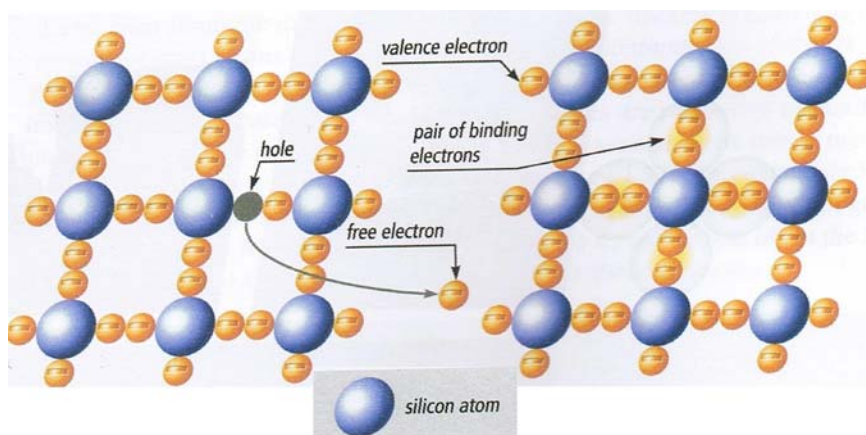
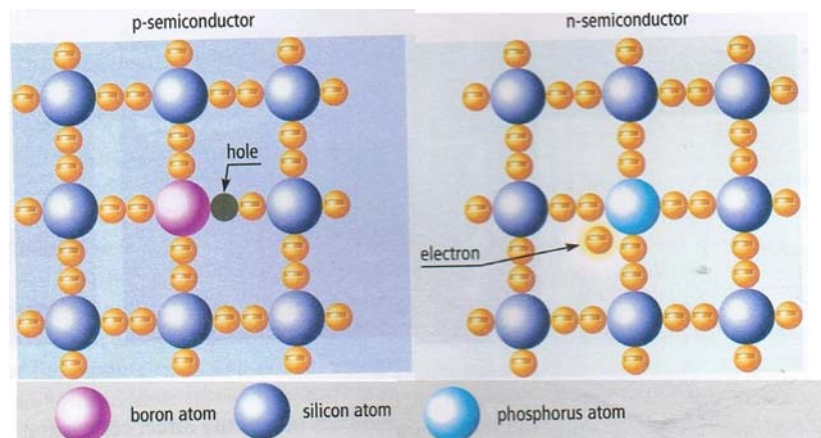


Figura 1.4.1 Conductividad intrínseca

<sup>2</sup> Sistemas fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella. P.100

<sup>3</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.19

Sin embargo, este proceso por sí solo no es capaz de producir electricidad. Por ello, es necesario introducir impurezas en la red cristalina, es decir dopar los átomos (Fig. 1.4.2). Un ejemplo muy utilizado es dopar los átomos de silicio con fósforo y boro. Estos átomos tienen un electrón de más en su capa más externa que los átomos de silicio, en el caso del fósforo, o un electrón de menos, en el caso del boro.



**Figura 1.4.2 Dopado de átomos**

Por lo tanto, los átomos dopados dan lugar a “átomos impuros” en la red cristalina.

En el caso del dopado con fósforo (tipo n) hay un electrón que se mueve libremente en la red cristalina por cada átomo de fósforo. Cuando el dopado se realiza con boro (tipo p) se crea un hueco por cada átomo de boro en la red. Los electrones vecinos de silicio llenan estos huecos, creando nuevos huecos en otros lugares de la red.

Este método de conducción recibe el nombre de “conducción extrínseca” y no predetermina el movimiento de los electrones o huecos<sup>4</sup>.

Sin embargo, si se unen dos niveles con distinto tipo de dopado, tipo n y tipo p, se forma una unión p-n en la cual los electrones libres del nivel con dopaje tipo n se mueven hacia el nivel con dopaje tipo p. Al incidir la radiación solar sobre la célula fotovoltaica, las grandes diferencias de concentraciones de electrones y huecos entre ambos niveles dan lugar a la aparición de un campo eléctrico dirigido de la región n a

---

<sup>4</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.21

la región p, con la consecuente aparición de una diferencia de potencial análoga a la que se produce en los bornes de una pila (Fig.1.4.3). A este efecto se le denomina “efecto fotovoltaico”<sup>5</sup>.

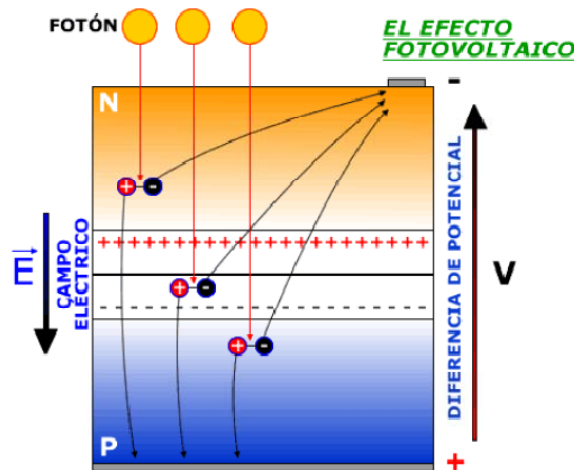


Figura 1.4.3 Efecto fotovoltaico

Por lo tanto, la célula fotovoltaica de silicio cristalino clásico se compone de dos capas de silicio dopado de manera diferente. La capa que se enfrenta a la luz del sol es negativa, dopada con fósforo. La capa de inferior es positiva, dopada con boro. En la capa límite, se produce un campo eléctrico que conduce a la separación de las cargas (electrones y huecos) debido a la radiación solar.

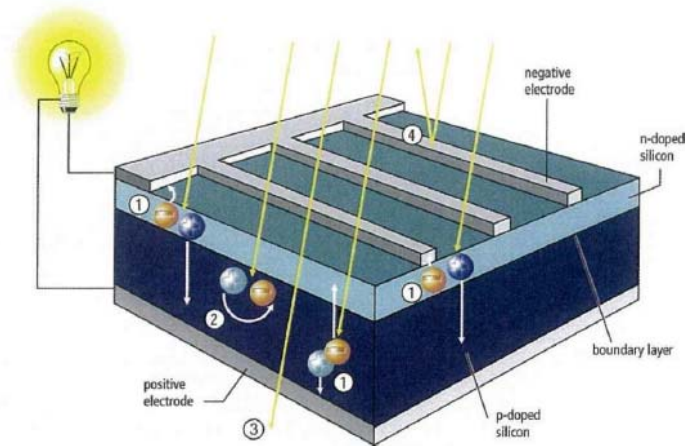
Con el fin de obtener potencia de la célula, se instalan los contactos metálicos necesarios en la parte delantera y trasera de la misma. Normalmente se utiliza la impresión para este fin. En la parte posterior de la célula solar se aplica una capa de contacto sobre toda la superficie con una pasta de aluminio o de plata. En la parte frontal, por el contrario, se debe dejar pasar la mayor cantidad de luz posible.

Por ello, los contactos se aplican generalmente en forma de una rejilla fina o estructura de árbol. Finalmente, se deposita una película delgada de revestimiento

<sup>5</sup> Curso “Nuevas fuentes de energía” 2010. Tema 6



anti reflejante de nitruro de silicio o de óxido de titanio en la parte frontal de la célula para minimizar la reflexión de la luz solar<sup>6</sup>.



**Figura 1.4.4 Célula fotovoltaica convencional**

Como se describió anteriormente, cuando la luz solar incide sobre la célula, los portadores de carga se separan y, si existe una carga (Fig.1.4.4 bombilla) conectada, la corriente fluye. Las pérdidas en la célula se producen debido a la recombinación, la reflexión y la sombra causada por el contacto frontal. Además, un componente importante de la energía de las ondas de radiación no puede ser utilizado.

Como ejemplo, las pérdidas por transmisión se muestran en la Figura 1.4.4. Otra parte de la energía no utilizada es absorbida y convertida en calor.

Utilizando el ejemplo de una célula de silicio cristalino, las pérdidas se muestran en el siguiente balance de energía.

---

<sup>6</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.21

Balance energético de una célula solar cristalina:

Siendo el 100 % la energía solar irradiada las pérdidas son:

3% de reflexión y sombra causadas por los contactos frontales;

23% de fotones de muy baja energía en la radiación de onda larga;

32% de fotones de muy alta energía en la radiación de onda corta;

8,5 % de las pérdidas por recombinación;

20% de diferencia potencial en la célula;

0,5% de resistencia en serie (pérdidas óhmicas);

= 13% de energía eléctrica utilizable.

A continuación se hará la descripción de los tipos de células fotovoltaicas utilizados en cada uno de los módulos de estudio.

## Capítulo 3

### 3 Tipos de células utilizadas en el presente proyecto

Las tecnologías de células fotovoltaicas que se estudian en este proyecto son: Silicio monocristalino (m-Si), Silicio policristalino (en este caso Q-cell), HIT y Contacto posterior. A continuación se detalla cada una de dichas tecnologías.

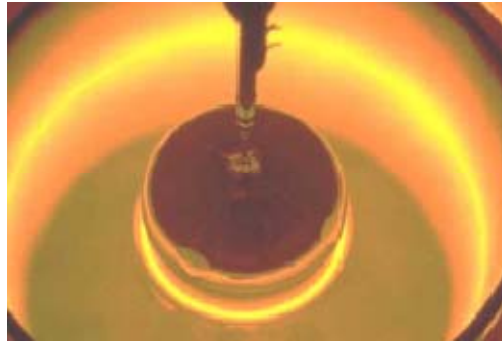
#### 3.1 Silicio monocristalino (m-Si)

El silicio monocristalino es el material más utilizado actualmente para la fabricación de células solares. Su fabricación es laboriosa y compleja y se intenta sustituir para abaratar los costes. El proceso para la producción de silicio monocristalino se denomina Czochralski (Fig.3.1.1). En este proceso, el material de partida se funde en un crisol de cuarzo en torno a 1420°C. Una “semilla” de cristal, con una orientación definida, se sumerge en el silicio fundido y poco a poco se hace ascender fuera de la masa fundida<sup>7</sup>. Durante este proceso, la masa fundida se convierte en un cilindro de cristal de hasta 30 cm de diámetro y varios metros de longitud. Estos cilindros se cortan en forma de barras cuadradas o semi redondas, que luego serán cortadas con sierras de alambre en rodajas (obleas) con un espesor de alrededor de 0,3 mm.

Al realizar los cortes un gran porcentaje del silicio se pierde en forma de virutas y debe volver a ser fundido, al igual que los extremos cónicos de las barras. Las obleas se limpian químicamente para eliminar los residuos de aserrado y las marcas. Este proceso de limpieza elimina aproximadamente 0,01 mm de la oblea por ambas caras. A partir de las obleas que ya han sido dopadas con boro (dopado tipo p), la delgada capa de dopado tipo n se crea a través de la difusión de fósforo. El fósforo, en forma gaseosa, se difunde en un horno a temperaturas entre 800°C y 900°C, creando de esta manera la unión p-n. Después de aplicar la capa el anti reflectante (AR) se imprimen los contactos. Por último, se realiza una división clara entre la capa p y la capa n para evitar un corto circuito en los lados.

---

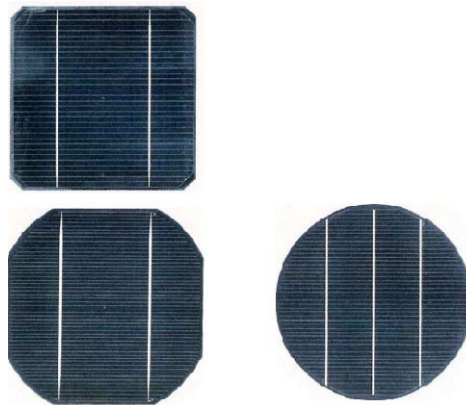
<sup>7</sup> Documento de trabajo



**Figura 3.1.1 Método Czochalski**

Las células tienen un color uniforme, generalmente azul o negro y se consigue un rendimiento del 19,1% en laboratorio y entre un 10 % y un 13% en producción<sup>8</sup>.

- Tamaños habituales:  
 $10\text{cm}^2 \times 10\text{cm}^2$  (4 pulgadas);  $12.5\text{cm}^2 \times 12.5\text{cm}^2$  (5 pulgadas),  
o  $15\text{cm}^2 \times 15\text{cm}^2$  (6 pulgadas).
- Grosor:  
0.2mm a 0.3mm.
- Color: azul oscuro a negro (con tratamiento anti reflejante (AR)), gris (sin AR).



**Figura 3.1.2**  
**Células de silicio monocristalino con forma cuadrada, semi redonda y redonda**

---

<sup>8</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.25

### 3.2 Silicio policristalino (Q-CELL)

Las células policristalinas están fabricadas con silicio de menor pureza y, por tanto, tienen un coste más bajo que las células monocristalinas. Esto da lugar generalmente a un rendimiento más bajo pero los fabricantes de las células policristalinas afirman que las ventajas del coste compensan las pérdidas de la eficacia.

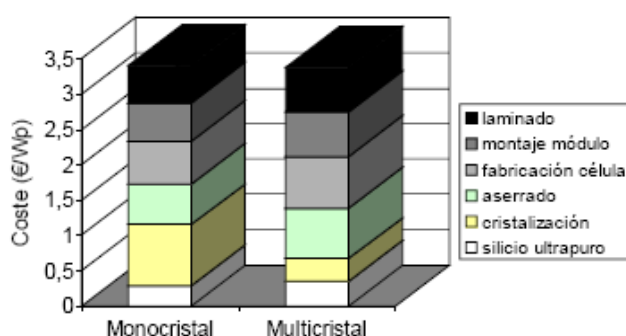


Figura 3.2.1 Comparación monocristal y multicristal

En la figura 3.2.1 se aprecia una distribución aproximada de costes de fabricación de una célula solar policristalina y monocristalina. Se puede observar que a pesar de la reducción de costes de la célula policristalina, los costes quedan aumentados por el menor rendimiento del módulo y mayor tasa de rechazo en la fabricación de la célula (10% frente al 5% en monocristalino)<sup>9</sup>.

La diferencia entre la superficie de las células monocristalinas y policristalina se basa en que las policristalinas tienen zonas de colores diferentes, en vez del color Uniforme de las células monocristalinas. Las células policristalinas consiguen un rendimiento del 18% en laboratorio y entre un 10 y un 12% en producción.

<sup>9</sup> Documento de trabajo

El material de partida se funde en un crisol de cuarzo y se vierte en un molde. Controlando la temperatura el bloque se enfría de manera uniforme. El propósito de esta solidificación dirigida es formar un gran número de cristales lo más grandes y homogéneos posible, con tamaños de grano desde unos pocos milímetros hasta varios centímetros. Los límites de grano constituyen defectos en el cristal con un riesgo incrementado de recombinación<sup>10</sup>.

También tienen un efecto adverso sobre la eficiencia que es algo menor que la de las células monocristalinas. Mediante la fundición se crean grandes lingotes de silicio. Estos lingotes son generalmente cortados en barras con una sierra de banda y luego en obleas de aproximadamente 0,3 mm de espesor utilizando una sierra del alambre. Se pierde material en forma de virutas como resultado de los cortes. Después del dopado se aplica el tratamiento antireflectante. Por último, se imprimen los contactos (Fig.3.2.2).

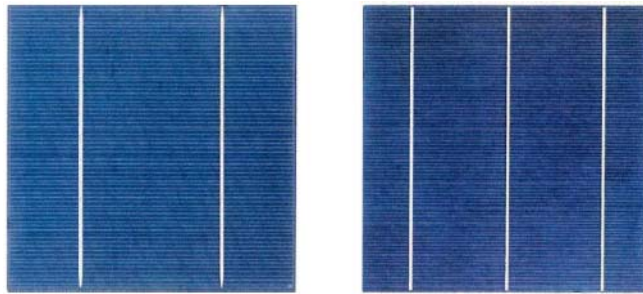


**Figura 3.2.2** Si policristalino sin tratamiento antireflectante, Si con tratamiento antireflectante y Si policristalino con antireflectante las líneas de contacto.

---

<sup>10</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.27

En las células policristalinas se observa una tendencia clara hacia la fabricación de células más grandes y, por tanto, hacia una producción de módulos más eficiente así como una mayor eficiencia del módulo. Muchos fabricantes (entre ellos, el del módulo Q-cell de estudio del presente proyecto) ofrecen células policristalinas de hasta ocho pulgadas (Fig.3.2.3): la longitud del borde es de 8 pulgadas (21 cm). Estas células de mayor tamaño hacen bajar los costes de producción de células y módulos, ya que se necesitan menos células por módulo.



**Figura 3.2.3** Células de seis y ocho pulgadas.

- Tamaños habituales:  $10\text{cm}^2 \times 10\text{cm}^2$ ;  $12.5\text{cm}^2 \times 12.5\text{cm}^2$ ;  $15\text{cm}^2 \times 15\text{cm}^2$ ; y  $21\text{cm}^2 \times 21\text{cm}^2$  (4 pulgadas, 5 pulgadas, 6 pulgadas y 8 pulgadas).
- Grosor: 0.24mm a 0.3mm.
- Forma: Cuadrada.

### 3.3 HIT

El módulo solar tipo HIT se caracteriza por estar formado por obleas de silicio monocristalino recubiertas por una capa muy delgada de silicio amorfo. Las células solares HIT son una combinación de célula cristalina y célula de lámina delgada. HIT (Heterojunction with intrinsic thin layer) se refiere a la estructura de esta célula solar híbrida. La misma se compone por silicio mono cristalino y amorfo que se enlazan con una película delgada adicional sin dopar (capa delgada intrínseca). El núcleo de la célula HIT está formado por obleas de silicio mono cristalino recubierto por ambas caras con una fina capa de silicio amorfo (a-Si)<sup>11</sup>

Como capa intermedia, se introduce una lámina ultra fina de silicio amorfo sin dopar (intrínseca) llamada capa i que enlaza la lámina monocristalina con cada una de las láminas de silicio amorfo dopadas (Fig.3.3.1). Considerando que en las células de silicio convencionales el mismo material se dopa de dos formas diferentes con el fin de crear una unión p-n, en las células HIT ocurre lo mismo entre los dos semiconductores estructuralmente diferentes.

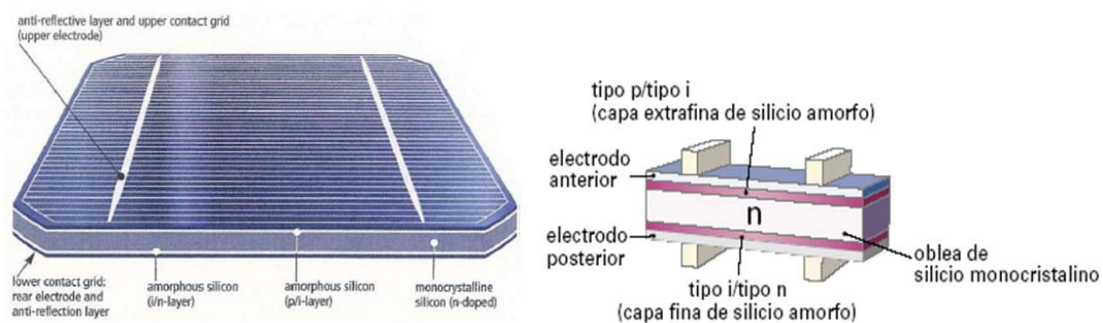


Figura 3.3.1 Célula de tecnología HIT

La parte posterior de la oblea de silicio monocristalino se recubre con silicio amorfo altamente dopado (tipo n) para evitar la recombinación de portadores de cargas libres en la parte posterior del electrodo. En la superficie de la célula, se aplica un revestimiento anti reflectante para minimizar las pérdidas por reflexión.

<sup>11</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.51.



Las células HIT, incluso a altas temperaturas, pueden mantener una eficiencia más alta que una célula solar cristalina convencional (Fig.3.3.2). Por cada aumento de un grado Celsius en la temperatura, disminuye el rendimiento en sólo un 0,33% en comparación con el 0,45% del silicio cristalino. Las células HIT ahorran energía y materiales en la fabricación siendo la temperatura de la misma de unos 200°C (para una célula solar cristalina: cerca de 900°C). Esto ayuda a ahorrar energía y significa que las obleas se exponen a una carga térmica más pequeña y es posible reducir su espesor en torno a 0,2 mm, ahorrando silicio<sup>12</sup>

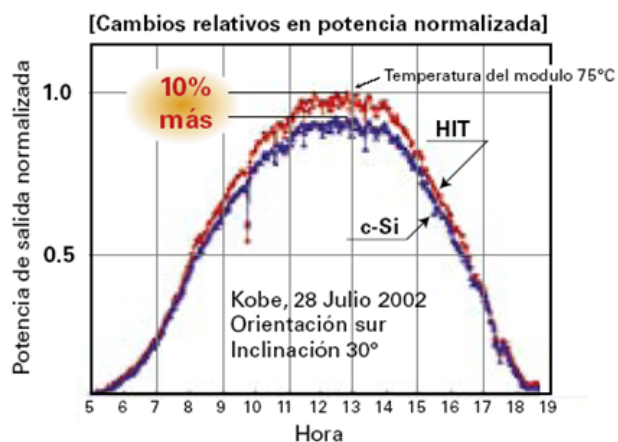


Figura 3.3.2

- Eficiencia: 18,5 por ciento.
- Tamaños habituales: 10.4cm x 10.4cm, 12.5cm x 12.5cm.
- Grosor: 0,2 mm.
- Forma: cuadrada (esquinas redondeadas).
- Color: azul oscuro a casi negro.
- 

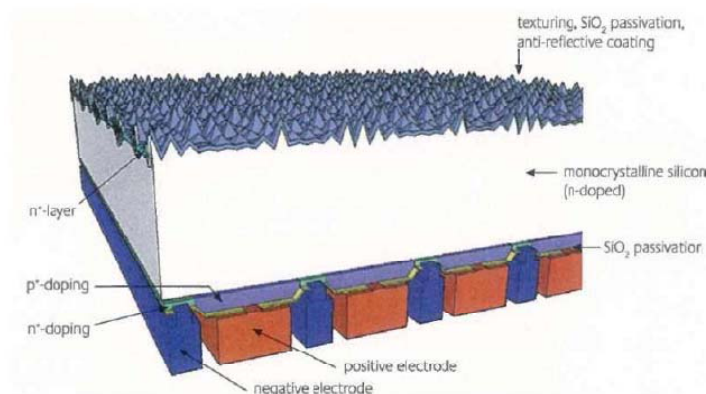
<sup>12</sup> Documento de trabajo

### 3.4 CONTACTO POSTERIOR

Como se explicó en el Capítulo 2, los contactos de las células fotovoltaicas convencionales se ubican en las partes posterior y anterior de las células, siendo esta última ubicación la que produce más pérdidas debido a la sombra producida y a la reflexión de los rayos solares en su superficie. En las células de contacto posterior, tanto el positivo como el negativo de los contactos están conectados a la parte posterior de la célula. Además de evitar el sombreado por los contactos en la parte delantera, de cara al sol, también se facilita la creación de las cadenas de células en un mismo módulo fotovoltaico<sup>13</sup>.

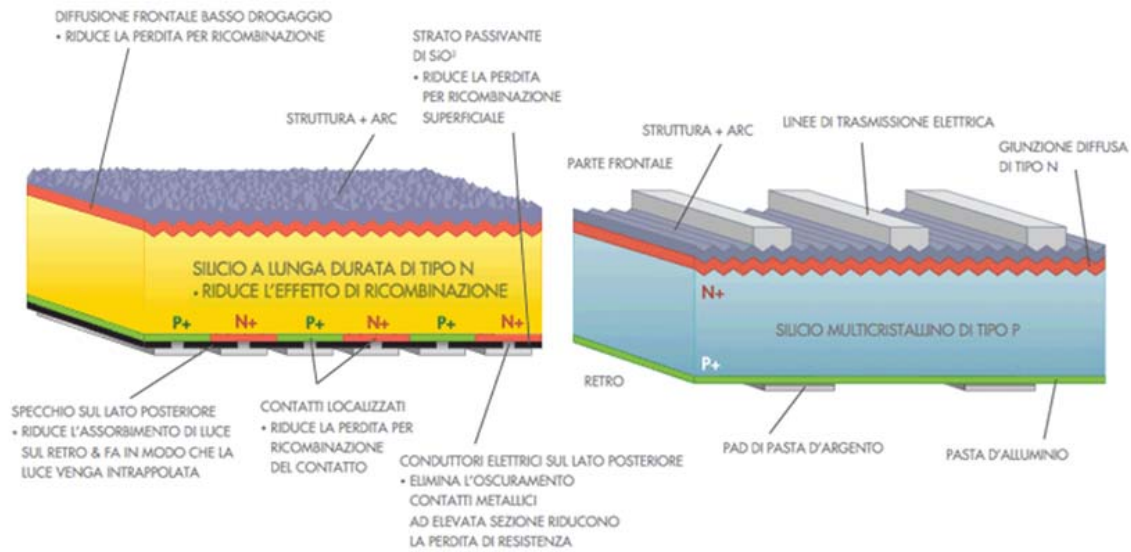
Más detalladamente, puede decirse que cuando las células convencionales se conectan en serie para fabricar un módulo convencional es necesario conectar la cara frontal de una célula con la posterior de la siguiente, para lo cual hay que dejar espacios entre ellas para las cintas conectoras. Estas áreas inactivas pueden suponer hasta un 10% del área del módulo, incluyendo la sombra que producen en la célula las cintas metálicas que es necesario soldar para hacer la interconexión. Para evitar este problema se ha utilizado un concepto diferente de células: la célula de Contacto Posterior (Fig.3.4.1).

En esta estructura los contactos metálicos se sitúan en la parte posterior de la oblea en forma de peine interdigitado, por lo que no es necesario dejar espacios entre células vecinas y es posible aprovechar toda la luz que llega al receptor. Además, este tipo de contacto podría permitir una mayor sencillez en la automatización del montaje de módulos incluso para módulos convencionales.



**Figura 3.4.1 Célula de Contacto Posterior**

<sup>13</sup> Células Solares de Silicio para Alta Concentración: Industrialización y Células de Contacto Posterior  
TESIS DOCTORAL Autora: M.Castro Delgado *Licenciada en Ciencias Físicas*



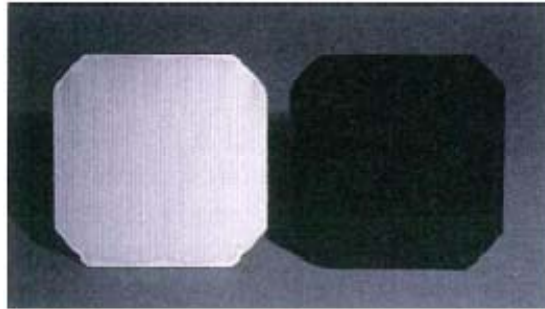
**Figura 3.4.2 Célula de contacto posterior en comparación con célula de Si multicristalino**

Esta estructura presenta las siguientes características (Fig.3.4.2)<sup>14</sup>:

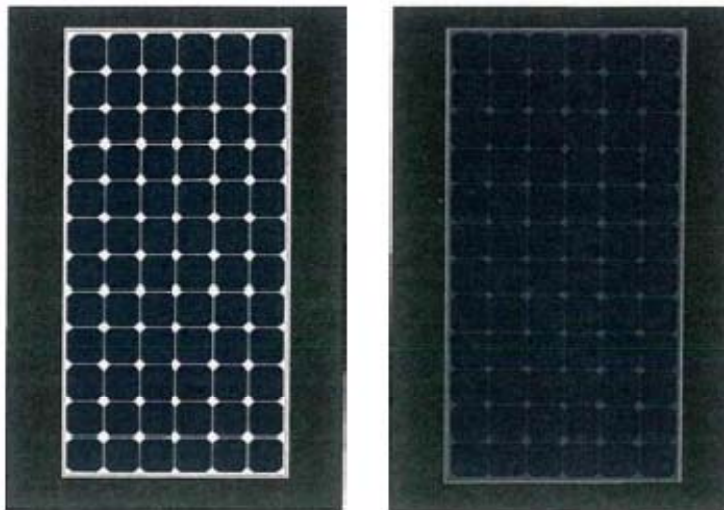
1. Máxima captación solar: hasta un 10 % más de luz solar sobre la superficie anterior, por lo tanto, mayor generación de portadores;
2. Pérdidas resistivas reducidas: los contactos situados en el dorso permiten disponer de contactos más anchos y finos, lo que ofrece una resistencia reducida;
3. Pérdidas mínimas por recombinación: el bióxido de silicio pasivante de las caras anterior y posterior de las células reduce las pérdidas por recombinación;
4. Máxima absorción de luz: el espejo de la cara posterior concede a los fotones una segunda oportunidad de generar energía.

<sup>14</sup> Datos y figuras del fabricante.

- Eficiencia: 20,8 por ciento.
- Forma: semi redonda.
- Tamaño: 12.5cm x 12.5cm nominal (5 pulgadas).
- Espesor: 0,27 mm.
- Color: negro aterciopelado.



**Figura 3.4.3 Células de Contacto Posterior vistas posterior y anterior**



**Figura 3.4.4 Módulos fotovoltaicos con células de Contacto Posterior**

## Capítulo 4

### 4 Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico

#### 4.1 Condiciones estándar de medida (STC)

Es necesario definir unas condiciones de trabajo nominales o estándar para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos dado que las condiciones de funcionamiento de los mismos dependen de variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento.

Según la norma IEC 60904/DIN EN 60904 las condiciones estándar son las siguientes<sup>15</sup>.

1. Irradiancia vetical de  $1000 \text{ W/m}^2$ ;
2. Temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  con una tolerancia de  $\pm 2^\circ\text{C}$ ;
3. Masa de aire  $AM=1,5$ .

Sin embargo, en la realidad no se dan las condiciones anteriores ya que con una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que correspondería al valor medido al mediodía un día claro de verano, sería necesario tener a una temperatura ambiente en el exterior de entre  $10^\circ\text{C}$  y  $0^\circ\text{C}$  para encontrar el módulo a  $25^\circ\text{C}$  lo cual es, obviamente, imposible. Además, valores de irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  solo se alcanzan en condiciones muy puntuales. Por lo tanto, la potencia máxima de salida suele ser inferior a la proporcionada por los fabricantes.

La potencia de un módulo fotovoltaico se expresa en vatios pico (Wp) (los valores eléctricos en condiciones estándar se definen como valores pico), y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo las anteriores condiciones estándar.

Cabe recordar que la irradiancia es la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{W/m}^2$  o  $\text{kW/m}^2$ .

---

<sup>15</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.57

## 4.2 Características eléctricas de un módulo fotovoltaico

Los parámetros eléctricos que caracterizan a un módulo fotovoltaico son los mismos que caracterizan a una célula fotovoltaica.

Por lo tanto, la respuesta de un módulo frente a la radiación solar vendrá determinada por la de las células que lo forman, pudiendo ser descrita mediante los siguientes parámetros<sup>16</sup>.

- *Corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ .*

Corriente máxima que se puede obtener de un módulo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y, consecuentemente, a potencia nula. Idealmente si  $V=0$ ,  $I_{sc}=I_l$ ,  $I_{sc}$  es directamente proporcional a la luz disponible. Su unidad de medida es el amperio (A).

- *Tensión a circuito abierto,  $V_{oc}$ .*

Tensión máxima que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un módulo.  $V_{oc}$  aumenta logarítmicamente con la irradiancia incidente y disminuye con la temperatura. Su unidad de medida es el voltio (V).

- *Punto de máxima potencia,  $P_{max}$ .*

Es el punto donde se obtiene la potencia máxima que puede alcanzar la célula en condiciones estándar. Su magnitud es igual al producto de la intensidad y tensión máximas. Para esta potencia se definen la corriente  $I_{mp}$  y la tensión  $V_{mp}$ . Su unidad de medida es el vatio pico (Wp).

- *Corriente a máxima potencia,  $I_{mp}$ .*

Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como corriente nominal del mismo. Su unidad de medida es el amperio (A).

- *Tensión a máxima potencia,  $V_{mp}$ .*

Tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como tensión nominal del mismo. Su unidad de medida es el voltio (V).

---

<sup>16</sup> Sistemas fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella. P.106

- *Factor de forma (FF).*

El factor de forma describe la calidad de la célula fotovoltaica. Se define como el cociente entre los valores a máxima potencia (MP) y los valores teóricos para potencia máxima que resultan del producto de la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  y la tensión a circuito abierto  $V_{oc}$ <sup>17</sup>.

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{P_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}}$$

Para las células de silicio cristalino este valor está comprendido entre 0,75 y 0,85. Para las células de silicio amorfo el valor está comprendido entre 0,5 y 0,7.

El FF también se define como el área B entre el área A de la figura 4.2.1

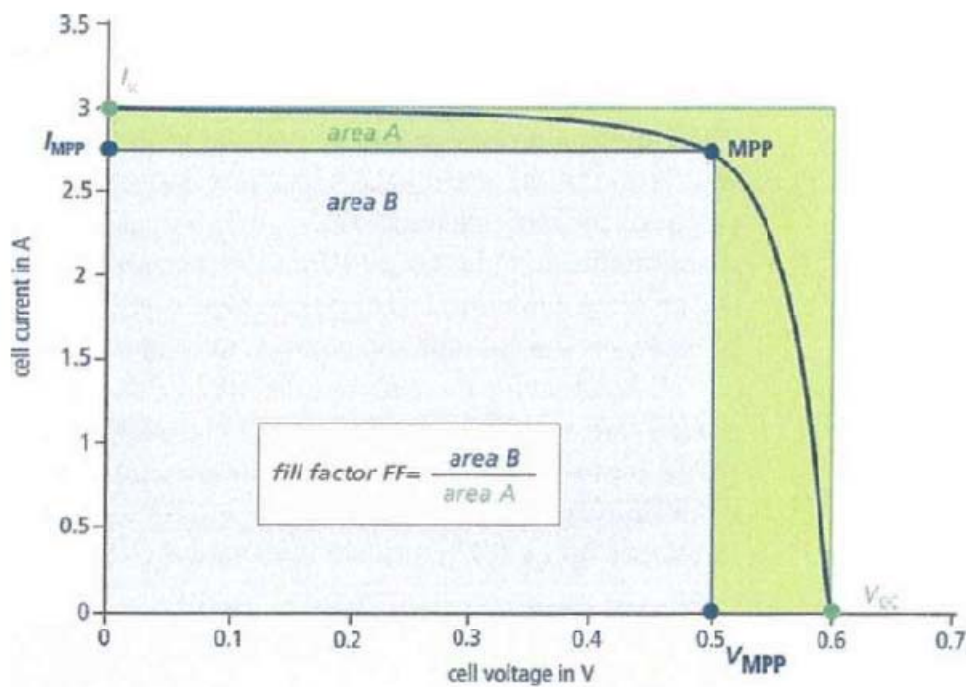


Figura 4.2.1 Factor de forma (FF)

Resulta evidente que cuanto mayor sea el factor de forma mayor calidad tendrá la célula y, por tanto, el módulo.

<sup>17</sup> Planning & Installing Photovoltaic Systems. Earthscan. P.62

- *Rendimiento total del módulo.*

Es el cociente entre la potencia eléctrica producida por éste y el producto de la irradiancia incidente (G) por el área (A):

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{A \cdot G}$$

En las hojas de características de cada fabricante el rendimiento suele especificarse bajo las condiciones estándar de medida (STC):

$$\eta_{STC} = \frac{P_{MP(STC)}}{A \cdot 1000W/m^2}$$



### 4.3 Curva característica de un módulo fotovoltaico (curva I-V)

Cuando una célula fotovoltaica recibe radiación solar, genera una tensión eléctrica que depende del nivel de la irradiancia incidente y de la temperatura de la célula. Cuando se conecta una carga a la célula fotovoltaica, circulará una intensidad a través de la carga y disminuirá la tensión de la célula acorde a su característica corriente-tensión.

La siguiente figura muestra la curva característica típica I-V para una célula la cual es, por analogía, idéntica a la de un módulo fotovoltaico o a la de un generador fotovoltaico formado por varias series de módulos.

De igual manera, se muestra la curva característica P-V.

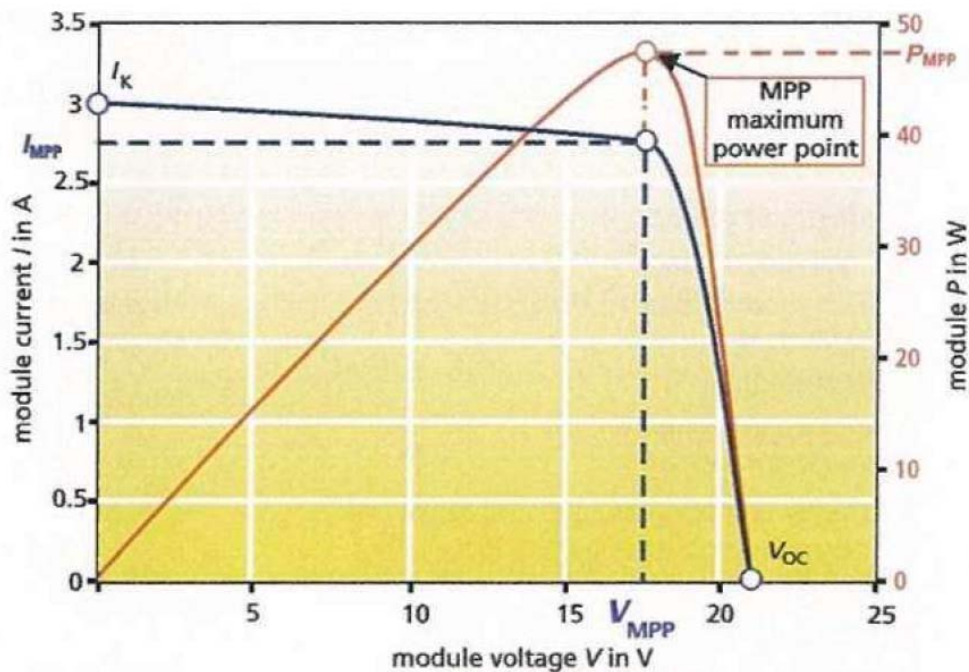
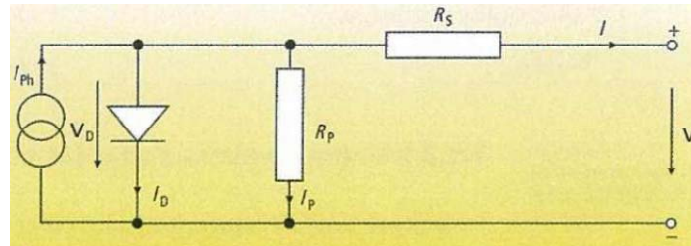


Figura 4.3.1 Curva característica del un módulo fotovoltaico

Para cada punto de la curva I-V, el producto de la corriente y la tensión representa la potencia de salida en las condiciones de operación. La potencia máxima en condiciones estándar de medida ( $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ\text{C}$ ) se conoce como la potencia pico de la célula.

Las células fotovoltaicas presentan una resistencia serie y una resistencia paralelo asociadas que reducen el factor de forma (Fig.4.3.2)



**Figura 4.3.2 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica**

La resistencia serie,  $R_s$ , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor. La resistencia paralelo,  $R_p$ , es debida a la no idealidad de la unión p-n y a las impurezas cerca de la unión. Con la presencia de ambas resistencias, serie y paralelo, la curva I-V de una célula solar está dada por:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{mkT/q} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

donde  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_s$  y  $R_p$  son los parámetros característicos para el dispositivo fotovoltaico en cuestión:

- $I_L$  es la corriente fotogenerada, [A];
- $I_0$  es la corriente de oscuridad [A];
- $m$  es el factor de idealidad del diodo;
- $R_s$  es la resistendia serie, [ $\Omega$ ];
- $R_p$  es resistencia paralelo; [ $\Omega$ ];
- $k$  es la constante de Boltzman,  $k=1,3854 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$
- $T$  es la temperatura del dispositivo, [K]
- $q$  es la carga del electrón,  $q= 1,6021 \times 10^{-19} \text{ C}$ .

Se puede considerar que tanto una célula, como un módulo, como un generador FV pueden caracterizarse por la anterior ecuación donde, para cada caso los parámetros  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_s$  y  $R_p$  serán diferentes, aunque existe una relación entre ellos y el número de elementos en serie y en paralelo.

El factor de forma mejora para valores elevados de  $R_p$  y para valores bajos de  $R_s$ . La resistencia paralelo está relacionada con la pendiente de la curva I-V en el entorno de  $I_{sc}$ , mientras que la resistencia serie lo está con la pendiente en  $V_{oc}$ .

## Capítulo 5

### 5 Descripción de los equipos de medida.

Los instrumentos que se han utilizado para realizar el presente proyecto son los siguientes:

#### Trazador de curvas I-V para módulos fotovoltaicos:

Se ha usado el PVPM 2540C de 250V/40A de la marca comercial PVE (Fig.4.3.1). Mediante un sensor conectado cerca del módulo que se desea estudiar, puede medir la irradiancia y la temperatura que pose dicho módulo en cada momento. Con estos datos es capaz de generar la curva característica de los módulos fotovoltaicos y dar información eléctrica de los mismos, guardando dichos datos en su memoria o volcándolos directamente al ordenador conectado a él.



Figura 4.3.1 Trazador de curvas IV

### **Estación meteorológica:**

Se encarga de medir la dirección y velocidad del viento, la temperatura ambiente y la humedad. El sensor de velocidad y dirección del viento son de la marca Young (Fig.4.3.2).



**Figura 4.3.2 Estación meteorológica**

### **Piranómetro, solarímetro o actinómetro:**

Se utiliza para medir la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra de manera muy precisa. Es un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar en un campo de ciento ochenta grados. Se han utilizado tres, uno para medir la radiación semiesférica total (Fig.4.3.3) otro para la difusa (Fig.4.3.4) y otro para la directa (Fig.4.3.4). Para la medida de la radiación difusa y semiesférica, la radiación directa se suprime utilizando un disco parasol.

La radiación semiesférica total es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Es la que mide la radiación vertical.

La radiación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15% de la radiación global en los días soleados pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Es la que mide la radiación horizontal.

La radiación directa es, como su nombre indica, la que proviene directamente del sol.



**Figura 4.3.3 Piranómetro vertical**



**Figura 4.3.4 Piranómetro horizontal y difuso**

**Pirheliómetro:**

Se utiliza para medir la radiación solar directa expresada en unidades de  $\text{W/m}^2$  siendo necesario que esté constantemente orientado hacia el sol. Para su funcionamiento debe estar conectado a una unidad de control auxiliar con el fin de poder determinar, mediante cálculo, la potencia que es recibida desde el sol. Por medio de este instrumento es posible realizar la calibración de otros instrumentos de radiación solar (Fig. 4.3.5).



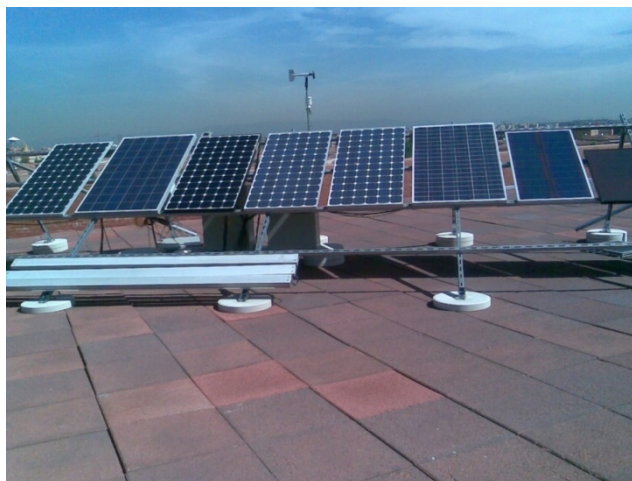
**Figura 4.3.5 Pirheliómetro**



La instalación empleada en el estudio se basa en cuatro de los once módulos fotovoltaicos (figuras 4.3.6 y 4.3.7) colocados sobre una estructura de metal y conectados al trazador de curvas, en donde se sitúan los piranómetros.



**Figura 4.3.6 Módulos de estudio**



**Figura 4.3.7**

## Capítulo 6

### 6 Resultados experimentales

El siguiente estudio experimental pretende obtener los parámetros característicos y demostrar la degradación sufrida por cuatro módulos fotovoltaicos ubicados en la Universidad Carlos III de Madrid (campus de Leganés). Cada uno de dichos módulos utiliza una tecnología diferente de fabricación de las células fotovoltaicas que lo componen.

Para ello, se seleccionarán módulos de cuatro tecnologías de fabricación de célula distintas para ser comparados entre sí. Dichas tecnologías se indican en la tabla 4.3.1 junto con las dimensiones, corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y potencia máxima para cada módulo. Estos datos son proporcionados por cada fabricante.

MÓDULO	CÉLULA	DIMENSIONES (mm)	$I_{sc}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$P_{máx}$ (W)
A	Q-CELL	1645 X 990	7.96	37.20	222
B	HIT	1319 x 896	3.65	66.4	180
C	m-Si	1580 x 808	5.23	44.7	175
D	CONT POST	1560 X 800	5.65	47.75	210

Tabla 4.3.1

Este estudio consta de varios análisis. El primero de ellos es la comparación de coeficientes de temperatura medidos con los proporcionados por cada fabricante. En el segundo análisis se hace referencia a la influencia del aumento de la temperatura en la disminución de potencia de cada módulo. El tercer análisis estudia la disminución de potencia del módulo debido al paso del tiempo, el cuarto análisis estudia y compara el factor de forma de los módulos y el último realiza una comparación de rendimiento de los mismos.



6.1 Selección de datos

En primer lugar, se seleccionarán los días con una radiación solar sin fluctuaciones durante el día, es decir, en los cuales la irradiancia  $G$  siga la curva de la gráfica 6.1.1.

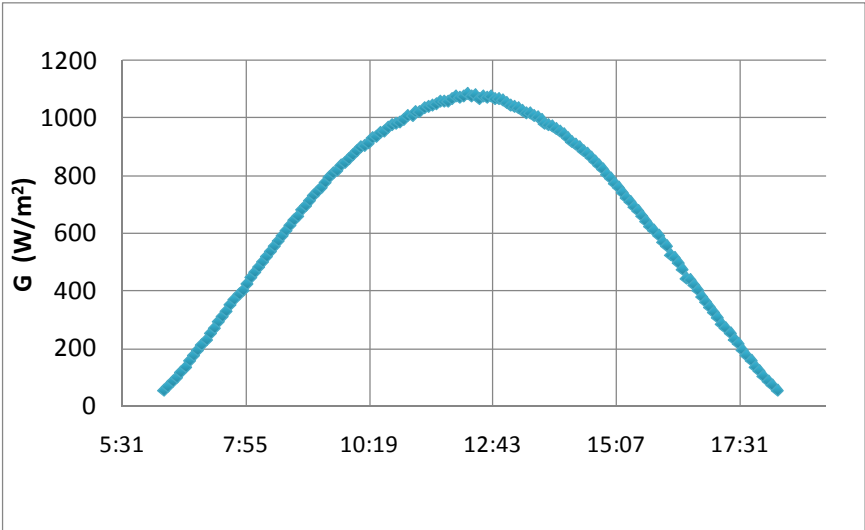


Figura 6.1.1 Curva de radiación solar

Para ello, se accederá a la página web del suministrador del equipo meteorológico de medida. La cantidad de días de sol por mes que siguieron la curva de la gráfica 6.1.1, para los años 2009, 2010 y enero de 2011, son los que se observan en la tabla 6.1.1.

Días de sol	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
2009	2	7	13	1	6	4	9	8	1	5	1	
2010		2		4	6	3	13	9	3	8	3	3
2011	3											

Tabla 6.1.1

Días de sol 2009	Días de sol 2010	Días de sol 2011
57	54	3

En base a los días soleados anteriormente escogidos, se procede a seleccionar los datos que proporcionan los equipos de medida para cada módulo. Estos datos se entregan en archivos con formato “.dat”. Cada archivo contiene los datos de tensiones, corrientes, irradiancias, temperaturas y horas tomados, aproximadamente, cada cinco segundos. Para el análisis de los datos se utilizará el programa Microsoft Excel 2007 dado su fácil e intuitivo manejo.

A continuación se describirá el procedimiento seguido para la automatización de la obtención de la información contenida en los archivos de datos proporcionados por los equipos de medida, después de ser cambiados al formato “.xls”.

En primer lugar, se ha creado un archivo llamado “Prueba”

1. En la primera hoja del archivo “Prueba” se han de copiar manualmente los datos de cada uno de los archivos originales.
2. Los datos de tensiones y corrientes se transponen automáticamente en las hojas “Datos1” y “Datos2”. De esta manera, se logra separar por columnas las medidas de tensión de las medidas de corriente.
3. A continuación, en las hojas “Pot1” y “Pot2”, el archivo genera el producto de las tensiones y corrientes anteriores, obteniendo como resultado las potencias referidas a las mismas. Consecuentemente, se obtiene la potencia máxima para cada una de ellas.
4. En la hoja “IscVoc” se copian las columnas de corriente de cortocircuito (Isc), tensión en circuito abierto (Voc) y la hora de acontecimiento de las mismas.
5. Gracias al uso de macros (instrucciones programadas bajo entorno Visual Basic), se obtienen de manera automática los valores de irradiancia (G), temperatura (T), fecha, hora y potencia máxima (Pmax).
6. Todos los parámetros anteriores se copian en la “Hoja2”.

A partir de este punto, para cada fabricante se crea un archivo llamado “General”. En el mismo se copian todos los datos de la “Hoja2” del archivo “Prueba” para todos los archivos originales de los días seleccionados desde agosto de 2008 hasta enero de 2011.

Nota:

Los archivos “Prueba” y “General” fueron creados exclusivamente para el análisis de los datos de los módulos fotovoltaicos del departamento.

## 6.2 Comparación de coeficientes de variación de parámetros con la temperatura

El principal efecto del aumento de la temperatura en una célula es una reducción de la tensión en circuito abierto (Voc). La corriente de cortocircuito (Isc) aumenta en una pequeña proporción debido a la disminución del ancho de la banda prohibida lo que permite que más fotones tengan suficiente energía para la generación de pares electrón-hueco<sup>18</sup>. La potencia máxima (Pmax), por lo tanto, también disminuye. En el capítulo 2 se explica con detalle el funcionamiento de una célula fotovoltaica.

A fin de observar dichas variaciones, a continuación se representan los anteriores parámetros respecto a la temperatura.

Para ello se seleccionan los datos obtenidos de los módulos en condiciones lo más próximas posibles a las condiciones nominales o estándar (STC). En este caso serán valores próximos a  $1000\text{W/m}^2$  de irradiancia. Estos datos son los obtenidos en los días soleados de la Tabla 6.1.1.

El coeficiente de variación de corriente de cortocircuito (Isc) respecto a la temperatura se denomina “ $\alpha$ ”. Los coeficientes de la tensión en circuito abierto (Voc) y de la potencia máxima (Pmax) se denominan “ $\beta$ ” y “ $\gamma$ ” respectivamente. Dichos coeficientes se obtienen a partir de la pendiente de la recta representada en las siguientes gráficas para cada módulo.

---

<sup>18</sup> *Sistemas fotovoltaicos, Miguel Alonso Abella, P.107*

6.2.1 Módulo A  
Tecnología Q-Cell

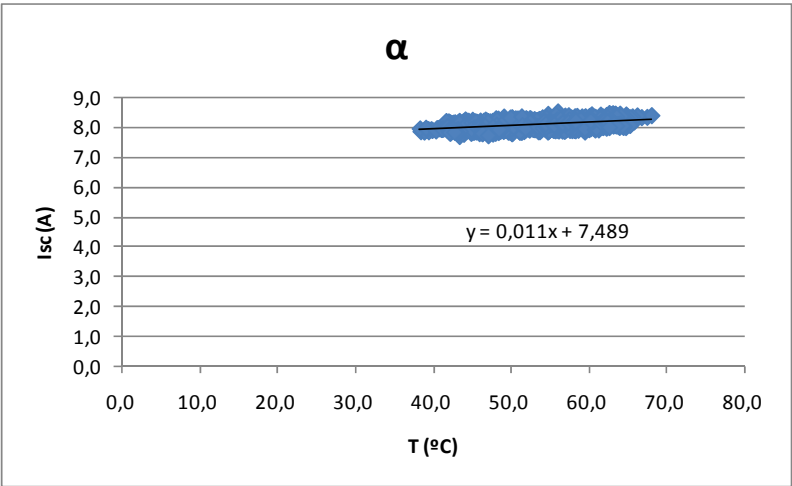


Figura 6.2.1  $\alpha$  módulo A

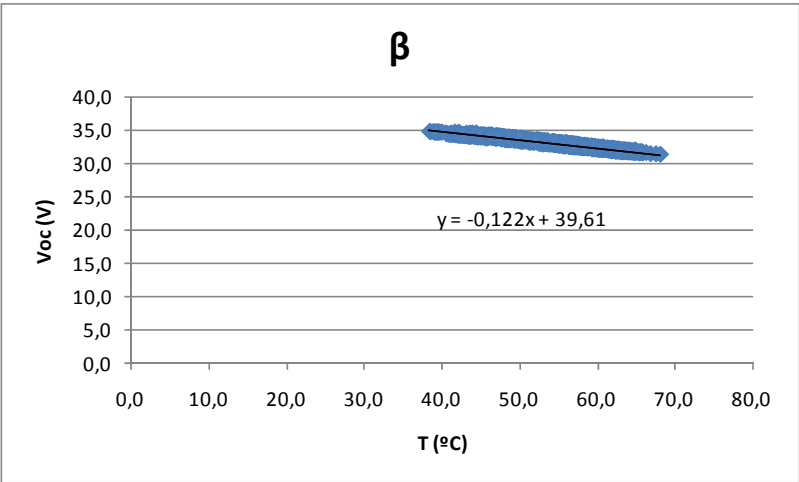


Figura 6.2.2  $\beta$  módulo A

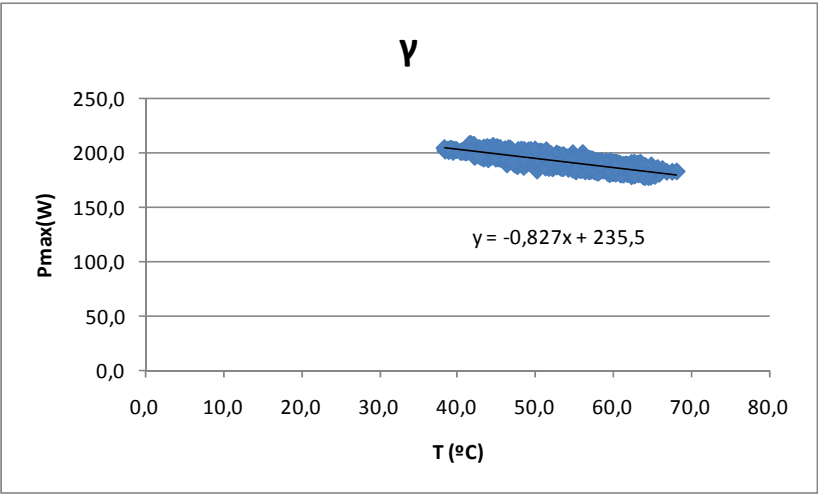


Figura 6.2.3  $\gamma$  módulo A

Coeficientes de temperatura (Módulo A)	Medidos	Reales (según el fabricante)
$\alpha$	0.011 A/°C	0.03 A/°C
$\beta$	-0.122 V/°C	-0.21 V/°C
$\gamma$	-0.827 W/°C	-0.276 W/°C

Tabla 6.2.1 Coeficientes de temperatura (módulo A) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.

6.2.2 Módulo B  
Tecnología HIT

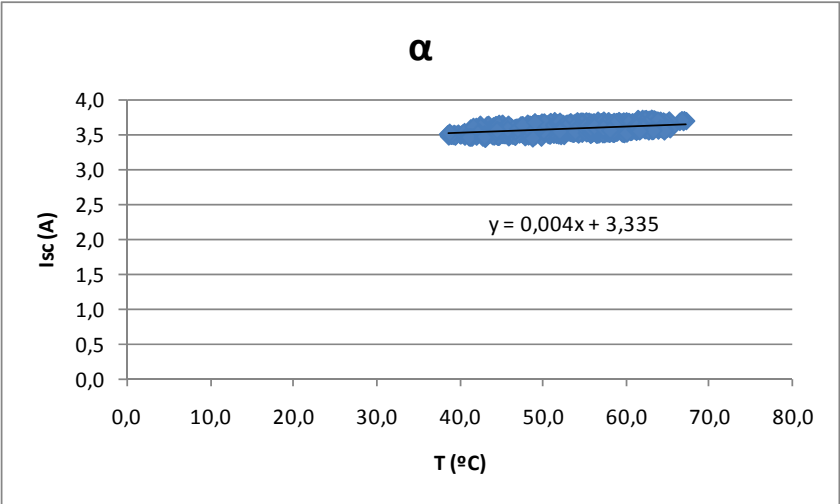


Figura 6.2.1  $\alpha$  módulo B

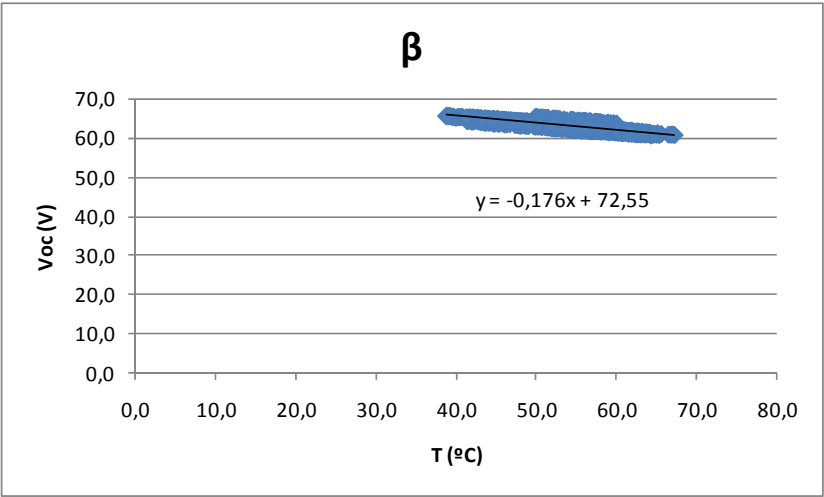


Figura 6.2.2  $\beta$  módulo B

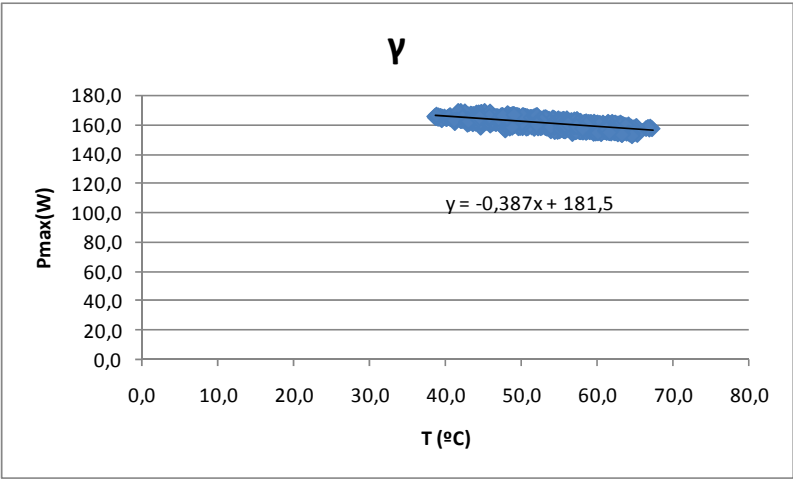


Figura 6.2.3  $\gamma$  módulo B

Coeficientes de temperatura (Módulo B)	Medidos	Reales (según el fabricante)
$\alpha$	0.004 A/°C	0.0011 A/°C
$\beta$	-0.176 V/°C	-0.173 V/°C
$\gamma$	-0.387 W/°C	-0.317 W/°C

Tabla 6.2.1 Coeficientes de temperatura (módulo B) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.

6.2.3 Módulo C  
Tecnología m-Si

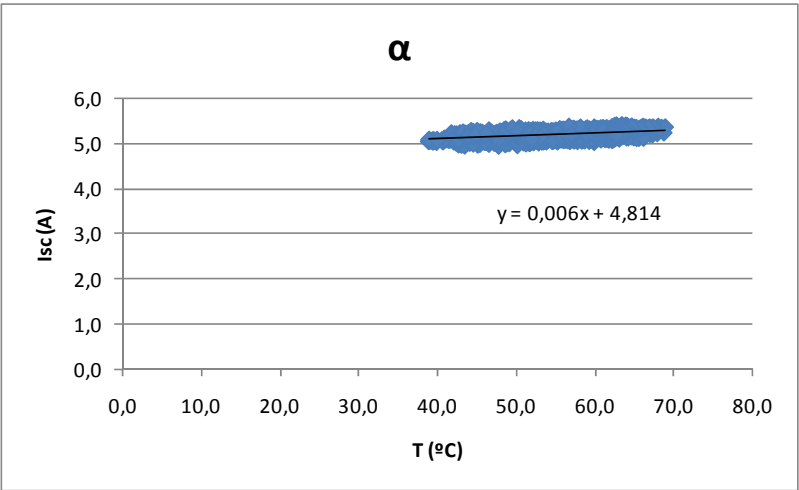


Figura 6.2.4  $\alpha$  módulo C

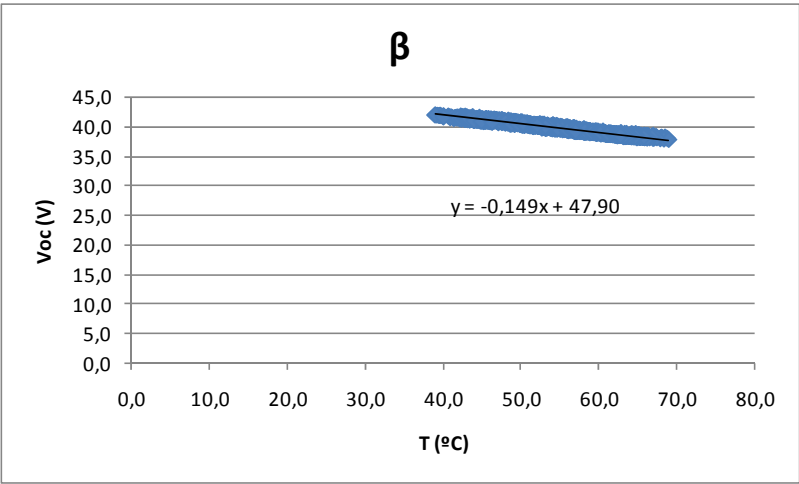


Figura 6.2.5  $\beta$  módulo C



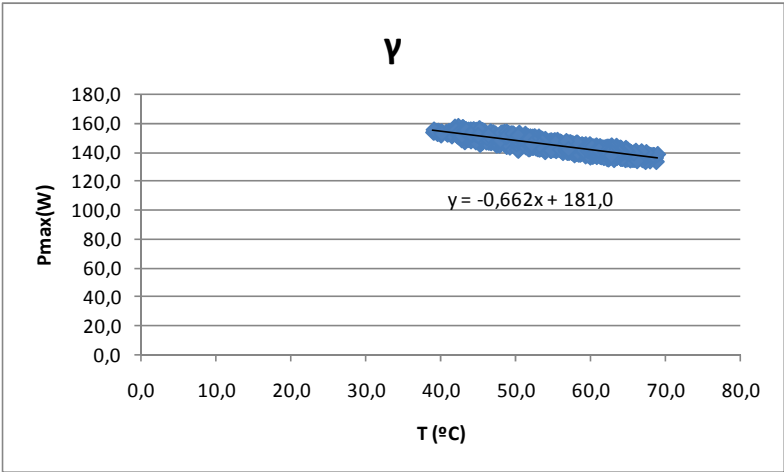


Figura 6.2.6  $\gamma$  módulo C

Coeficientes de temperatura (Módulo C)	Medidos	Reales (según el fabricante)
$\alpha$	0.006 A/°C	0.012 A/°C
$\beta$	-0.149 V/°C	-0.24 V/°C
$\gamma$	-0.662 W/°C	-0.34 W/°C

Tabla 6.2.2 Coeficientes de temperatura (módulo C) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.

6.2.4 Módulo D  
Tecnología Contacto Posterior

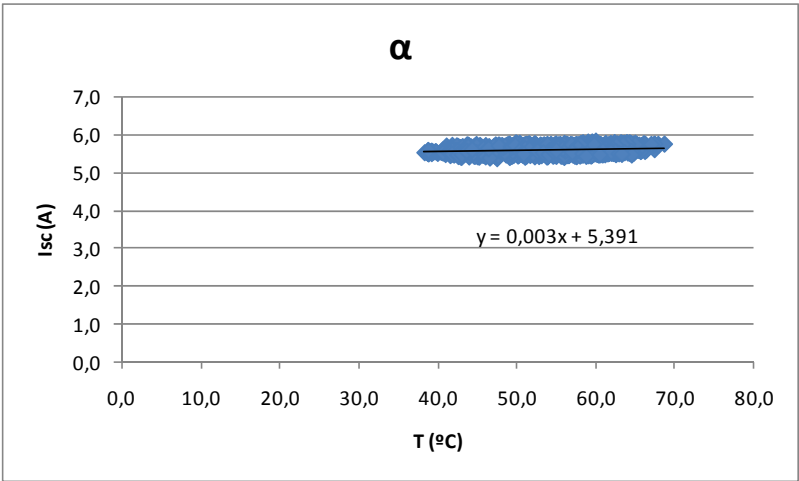


Figura 6.2.7  $\alpha$  módulo D

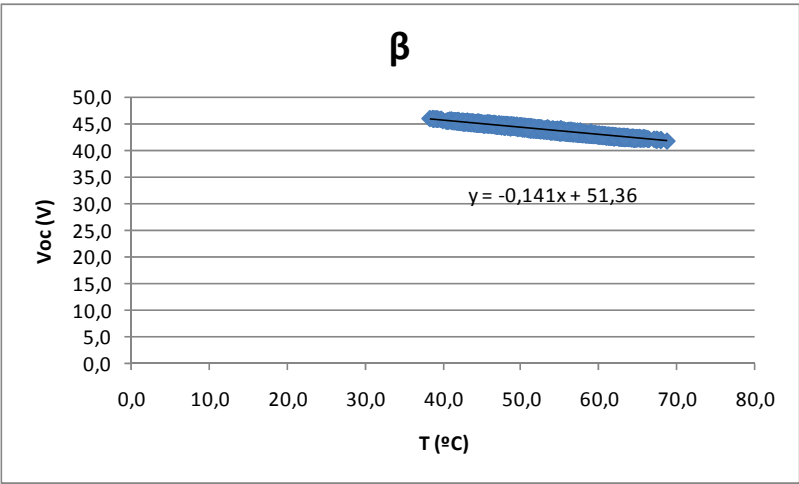


Figura 6.2.8  $\beta$  módulo D

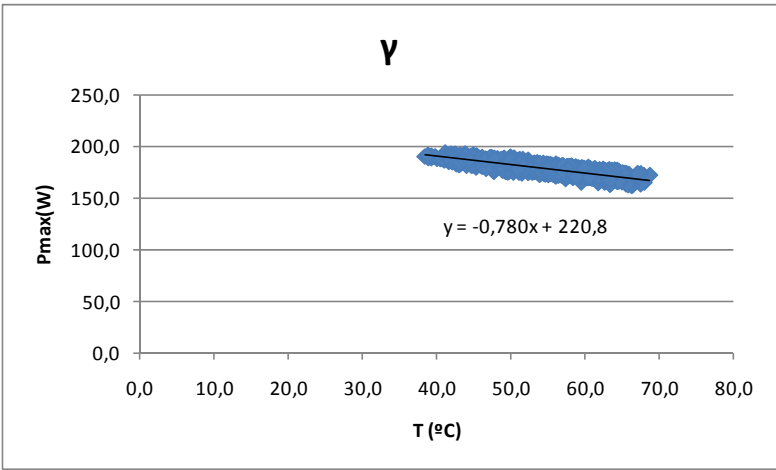


Figura 6.2.9 γ módulo D

Coeficientes de temperatura (Módulo D)	Medidos	Reales (según el fabricante)
$\alpha$	0.003 A/°C	0.00227 A/°C
$\beta$	-0.141 V/°C	-0.1368 V/°C
$\gamma$	-0.780 W/°C	*

Tabla 6.2.3 Coeficientes de temperatura (módulo D) medidos experimentalmente y reales según el fabricante.

Como puede observarse, experimentalmente ha sido imposible obtener los mismos valores de coeficientes de la temperatura que los entregados por los fabricantes de los módulos debido a que dichos coeficientes son obtenidos en laboratorio a una temperatura de 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia algo que no se puede conseguir en condiciones normales de medida. Sin embargo, los resultados obtenidos son una buena aproximación a los coeficientes otorgados por los fabricantes.

\*No está contenido en las hojas de características del módulo.

### **6.3 Análisis de la influencia del aumento de la temperatura en la disminución de potencia entregado por el módulo**

En un mismo año, se estudiará la relación existente entre la potencia cedida por los módulos y la temperatura en la superficie de los mismos ya que es sabido que un aumento en la temperatura influye en la disminución de la potencia debido a un descenso en la tensión en circuito abierto del módulo<sup>19</sup>.

Para este caso, se seleccionarán tres días arbitrarios de un mismo año los cuales deben haber sido soleados y sin nubes. Se realizará un mejor análisis de los mismos si son escogidos en épocas del año cercanas (primavera-verano).

Para que los datos estén normalizados se seleccionarán irradiancias lo más cercanas posibles a la irradiancia estándar ( $G=1000 \text{ W/m}^2$ ). El estudio se hará para intervalos de, aproximadamente,  $10^\circ\text{C}$ .

Sin embargo, lo anterior no es del todo posible debido a que, a pesar de la gran cantidad de datos disponibles, es difícil encontrar datos que coincidan en todos los aspectos para cada uno de los módulos de estudio.

---

<sup>19</sup> *Sistemas fotovoltaicos, Miguel Alonso Abella, P.139*

### 6.3.1 Módulo A Tecnología Q-cell

Las fechas seleccionadas son las siguientes: 16 de mayo, 16 de julio y 31 de julio de 2010. A continuación se presenta tabla 6.3.1 con las anteriores fechas y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)
16/05/2010	1000,50	45,95
16/07/2010	1000,42	54,18
31/07/2010	1001,26	64,05

Tabla 6.3.1

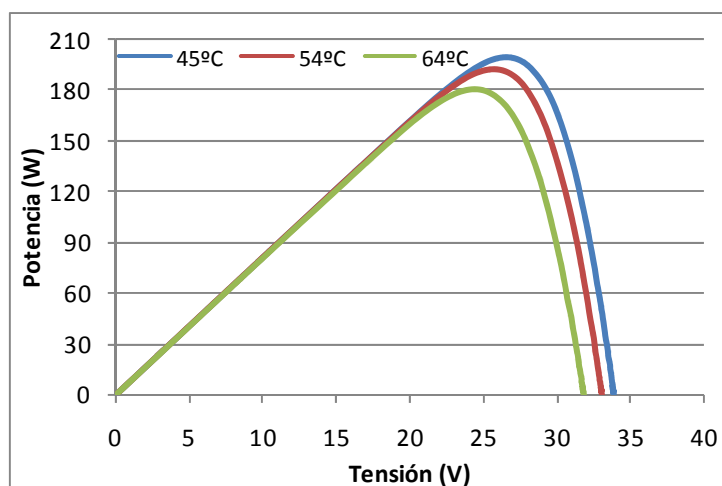


Figura 6.3.1 P-V a diferentes temperaturas (módulo A)

La figura 6.3.1 representa la relación entre tensión y potencia a diferentes temperaturas. Se puede comprobar a simple vista que realmente existe una disminución de la tensión en circuito abierto al aumentar la temperatura, con la consecuente disminución en la potencia de salida del módulo. Las siguientes son las potencias máximas obtenidas durante el estudio en las condiciones anteriormente descritas:

Potencia máxima a 45°C = 199,03 W

Potencia máxima a 54°C = 192,03 W

Potencia máxima a 64°C = 180,32 W

### 6.3.2 Módulo B Tecnología HIT

Las fechas seleccionadas son las siguientes: 16 de mayo, 21 de mayo y 31 de julio de 2010. A continuación se presenta tabla 6.3.2 con las anteriores fechas y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)
16/05/2010	1001,46	45,17
21/05/2010	1000,41	54,47
31/07/2010	1000,48	64,17

Tabla 6.3.2

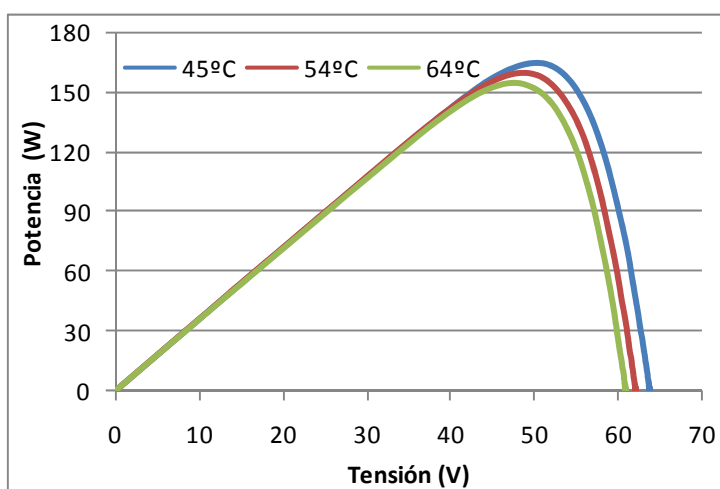


Figura 6.3.2 P-V a diferentes temperaturas (módulo B)

Las siguientes son las potencias máximas obtenidas para cada temperatura según la figura 6.3.2:

Potencia máxima a 45°C = 164,60 W

Potencia máxima a 54°C = 159,23 W

Potencia máxima a 64°C = 154,24 W

### 6.3.3 Módulo C

#### Tecnología m-Si

Las fechas seleccionadas son las siguientes: 16 de mayo, 19 de mayo y 31 de julio de 2010. A continuación se presenta tabla 6.3.3 con las anteriores fechas y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)
16/05/2010	999,66	45,68
19/05/2010	1000,42	54,32
31/07/2010	1001,44	64,31

Tabla 6.3.3

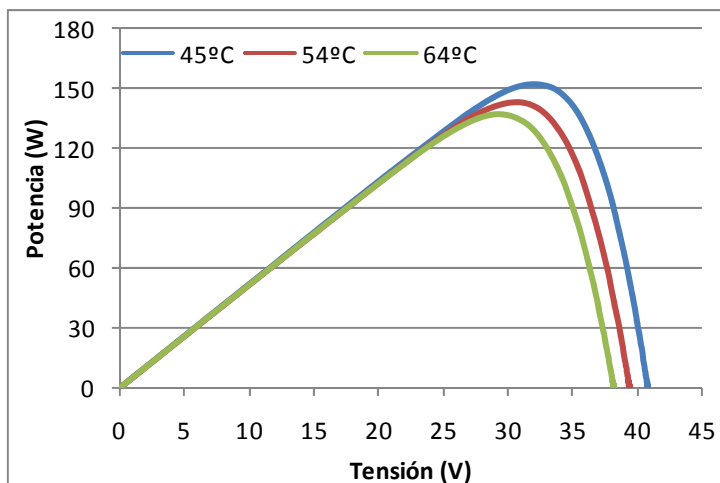


Figura 6.3.3 P-V a diferentes temperaturas (módulo C)

Las siguientes son las potencias máximas obtenidas para cada temperatura:

Potencia máxima a 45°C = 151,74 W

Potencia máxima a 54°C = 143,32 W

Potencia máxima a 64°C = 137,23 W

### 6.3.4 Módulo D

#### Tecnología Contacto Posterior

Las fechas seleccionadas son las siguientes: 16 de mayo, 16 de julio y 31 de julio de 2010. A continuación se presenta tabla 6.3.4 con las anteriores fechas y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T(°C)
16/05/2010	1000,15	46,21
16/07/2010	1000,24	54,26
31/07/2010	999,17	64,52

Tabla 6.3.4

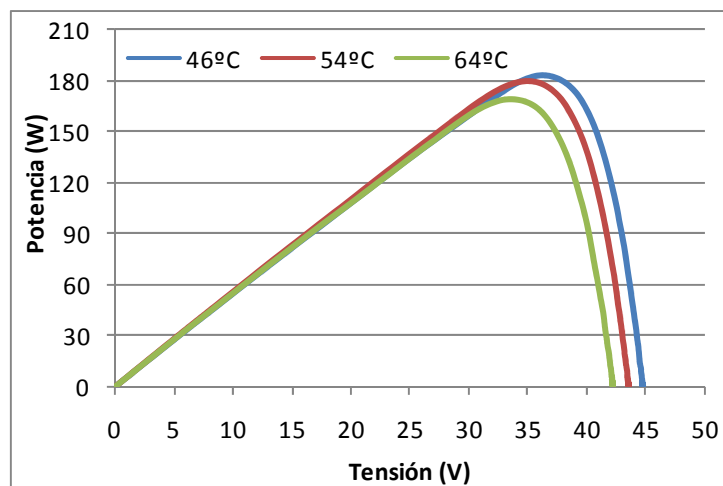


Figura 6.3.4 P-V a diferentes temperaturas (módulo D)

Las siguientes son las potencias máximas obtenidas para cada temperatura:

Potencia máxima a 45°C = 183,04 W

Potencia máxima a 54°C = 179,34 W

Potencia máxima a 64°C = 168,41 W



Independientemente del tipo de tecnología utilizada en cada módulo fotovoltaico se observa claramente una disminución lineal de la potencia con el aumento de la temperatura como demuestra la figura 6.3.5:

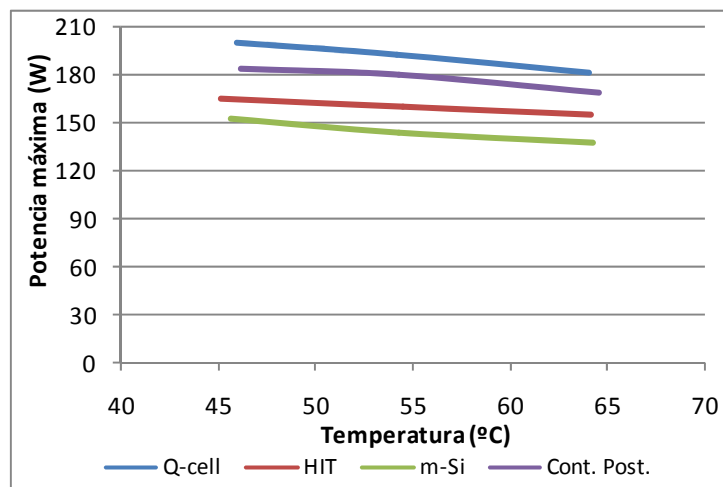


Figura 6.3.5 Disminución lineal de la potencia

A continuación se hará la comparación de todos los módulos. Las gráficas 6.3.6, 6.3.7 y 6.3.8 muestran el comportamiento de la tensión y potencia de todos los módulos para las diferentes temperaturas. Al tener las mismas una disminución lineal se mantiene la misma relación de disminución de todos los módulos para cada temperatura.

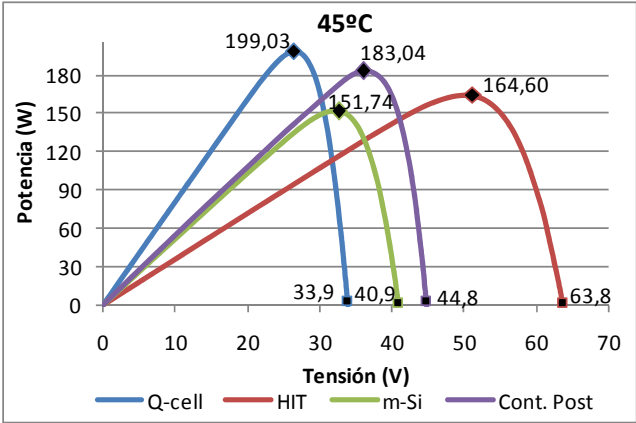


Figura 6.3.6 P-V a 45°C

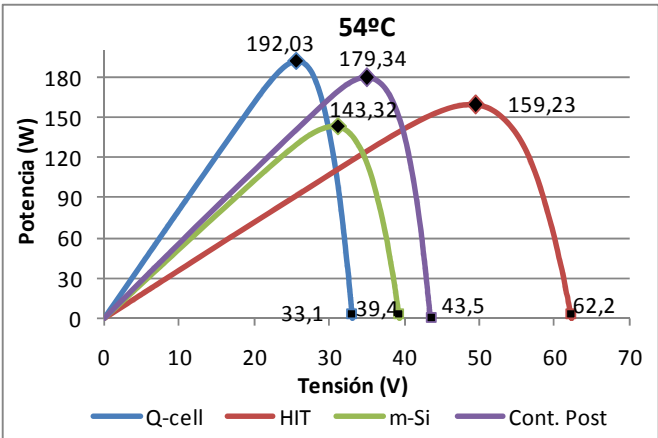


Figura 6.3.7 P-V a 54°C

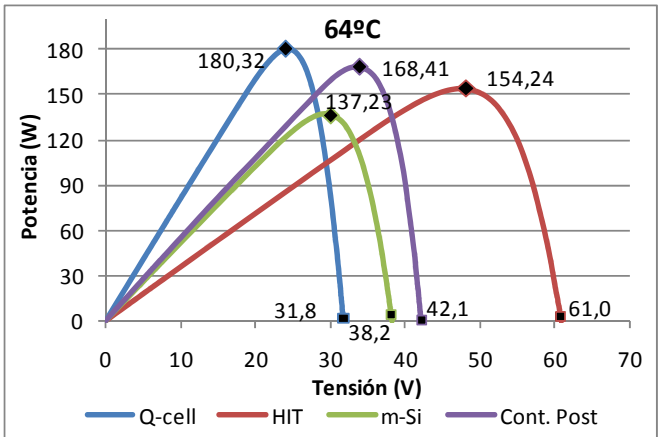


Figura 6.3.8 P-V a 64°C

La tabla 6.3.5 contiene las potencias máximas obtenidas de cada uno de los módulos para cada temperatura a partir de las gráficas anteriores:

<b>Potencia máxima (W)</b>	<b>45°C</b>	<b>54°C</b>	<b>64°C</b>
Q-Cell	199,03	192,03	180,32
Cont. Post	183,04	179,34	168,41
HIT	164,60	159,23	154,24
m-Si	151,74	143,32	137,23
<b>Voc (V)</b>	<b>45°C</b>	<b>54°C</b>	<b>64°C</b>
Q-Cell	33,9	33,1	31,8
Cont. Post	44,8	43,5	42,1
HIT	63,8	62,2	61,0
m-Si	40,9	39,4	38,2

**Tabla 6.3.5**

Los valores más altos se obtienen en la tecnología Q-cell seguida de las tecnologías Contacto Posterior, HIT y m-Si.

A partir de los datos anteriores es posible estudiar el porcentaje de disminución en la potencia para cada temperatura, según se observa en la tabla 6.3.6.

	<b>45°C-54°C</b>	<b>54°C-64°C</b>
Q-Cell	3,52 %	6,10 %
HIT	3,26 %	3,13 %
m-Si	5,55 %	4,24 %
Cont. Post	2,02 %	6,10 %

**Tabla 6.3.6**

Para la temperatura de 54 °C respecto a la de 45°C el módulo que menos disminuye su potencia es el de Contacto Posterior, con un 2,02% de disminución. El que más disminuye su potencia es el módulo con tecnología m-Si, con un 5,55% de disminución. Sin embargo, para la temperatura de 64 °C respecto a la de 54°C el módulo que menos disminuye su potencia es el HIT con un 3,13%. Los que más disminuyen son los módulos con tecnologías Q-cell y Contacto Posterior con un 6, 1% de disminución. De igual manera, se aprecia que el módulo con un comportamiento más estable frente a altas temperaturas es el de la tecnología HIT.

Dado que la tabla anterior muestra el porcentaje de disminución de la potencia por cada 10°C, haciendo una media aritmética con los valores y dividiéndolos entre 10, se obtienen los siguientes valores, que representan el porcentaje de disminución de la potencia por cada grado centígrado:

## Módulo A

$$\frac{\frac{3,52 + 6,1}{2}}{10} = 0,481$$

## Módulo B

$$\frac{\frac{3,26 + 3,13}{2}}{10} = 0,319$$

## Módulo C

$$\frac{\frac{5,55 + 4,24}{2}}{10} = 0,489$$

## Módulo D

$$\frac{\frac{2,02 + 6,1}{2}}{10} = 0,406$$

Si se comparan los anteriores valores con los proporcionados por los fabricantes (tablas 6.2.1 a 6.2.3) se obtienen valores muy similares en la tabla 6.3.7:

Valores obtenidos(%/°C)	Fabricante(%/°C)
0,481	-0,46
0,319	-0,33
0,489	-0,48
0,406	*

Tabla 6.3.7

Se procederá a continuación a comparar todos los módulos respecto al módulo que ofrece mayores potencias después de normalizar los valores (dividir entre la potencia nominal de cada módulo):

	45°C	54°C	64°C
HIT- Q-Cell	1,97%	2,14%	5,37%
HIT - Cont. Post	4,59%	3,39%	6,41%
HIT - m-Si	5,14%	7,35%	8,52%

Tabla 6.3.8

La tabla 6.3.8 muestra el porcentaje de disminución de potencia de los módulos respecto al de tecnología HIT.

Se aprecia que el módulo que menos pérdidas tiene respecto al de tecnología HIT es el módulo de tecnología Q-Cell, con una producción de entre el 2% y el 6% menor. Seguidamente el módulo con tecnología de Contacto Posterior tiene producciones entre un 4% y un 7% menores. Y finalmente, el módulo con tecnología de

silicio monocristalino es el que tiene mayores pérdidas con valores entre un 5% y un 8% de menor producción.

#### **6.4 Análisis de la disminución de potencia por degradación**

El siguiente estudio intentará demostrar la degradación que sufren los módulos fotovoltaicos con el paso del tiempo, es decir, las pérdidas de potencia debidas a pérdidas de tensión o de corriente. También se compararán los módulos de estudio entre sí para tener una idea aproximada de cual de ellos tiene menos pérdidas. Para ello se tomará un rango temporal de, aproximadamente, un año natural.

De nuevo, lo anterior no es del todo posible debido a que, a pesar de la gran cantidad de datos disponibles, es difícil encontrar datos que coincidan en todos los aspectos para cada uno de los módulos de estudio. Sin embargo, se intentará obtener datos lo más aproximadamente posible en fechas, irradiancia y temperatura.

La irradiancia, temperatura y año natural de estudio serán de, aproximadamente, 1000 W/m<sup>2</sup>, 54°C, y 2009-2010 respectivamente.

Se obtendrán dos tipos de gráficas. La primera representa la potencia respecto a la tensión y la segunda representa la corriente respecto a la tensión.

Se representarán las dos gráficas anteriores para cada año, es decir, para 2009 y 2010.

A partir de ellas se realizará el análisis.

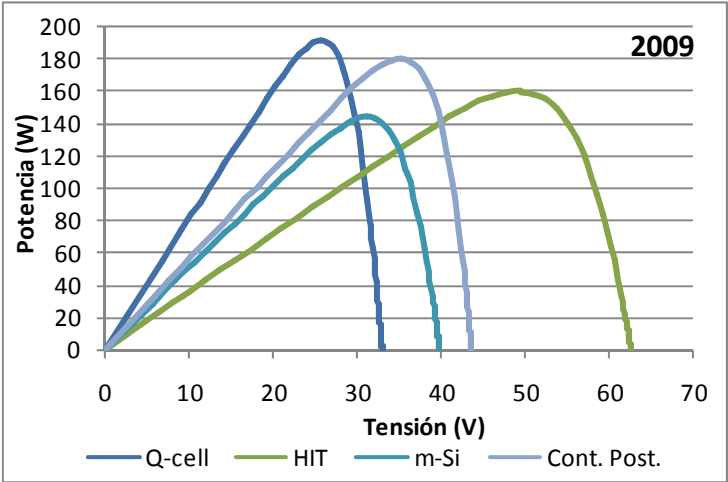


Figura 6.4.1 P-V 2009

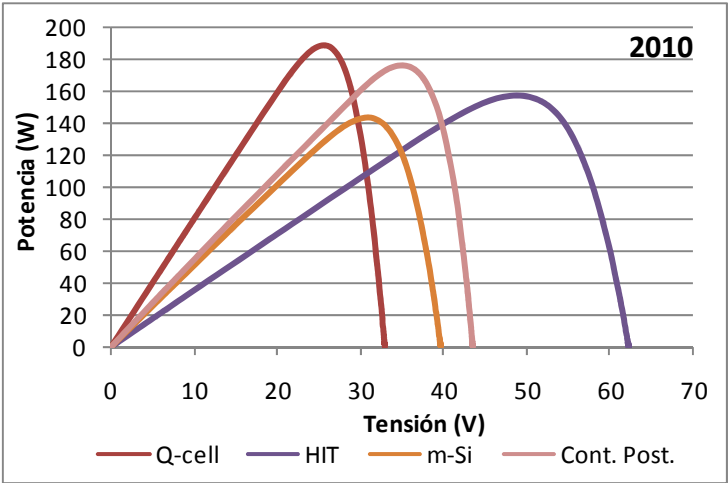


Figura 6.4.2 P-V 2010

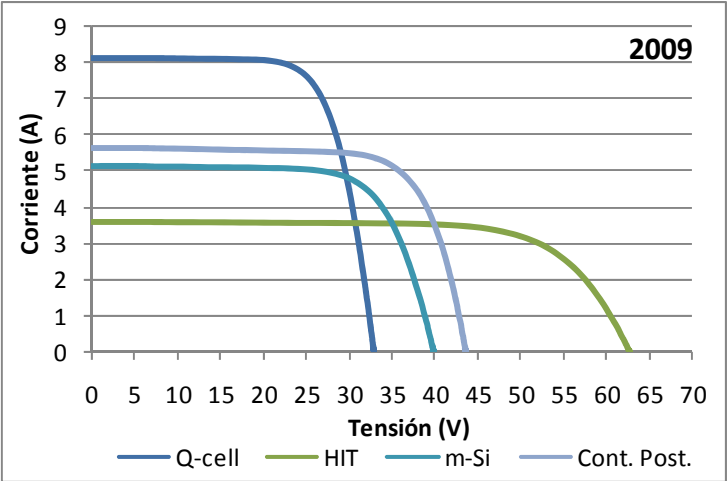


Figura 6.4.3 I-V 2009

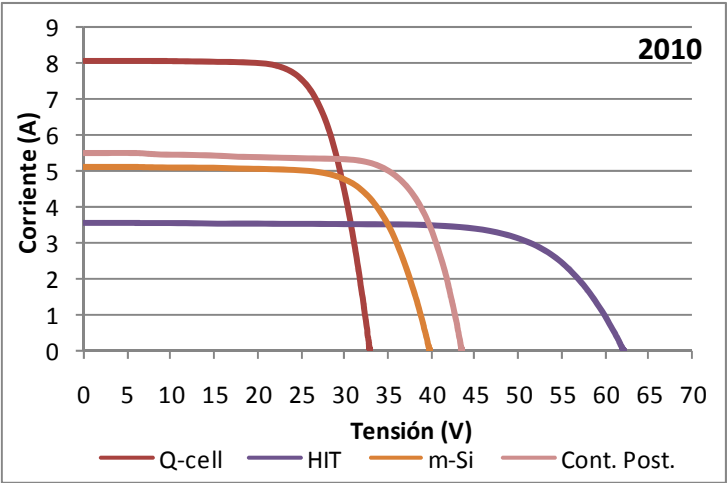


Figura 6.4.4 I-V 2010

### 6.4.1 Módulo A

#### Tecnología Q-cell

A continuación se presenta la tabla 6.4.1 con las fechas de estudio y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)
06/05/2009	999,93	54,38
21/06/2010	1000,89	54,11

Tabla 6.4.1

	Potencia máxima (W)	Tensión en c. abierto (V)	Corriente de c.c. (A)
06/05/2009	191,35	32,90	8,12
21/06/2010	189,16	32,87	8,05

Tabla 6.4.2

La tabla 6.4.2 muestra la potencia, tensión y corriente máximas obtenidas durante el estudio según las gráficas 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4.

En este caso se obtiene una disminución del 1,14% para la potencia, 0,09% para la tensión y del 0,86% para la corriente.

Al existir una disminución de la tensión y de la corriente de un año para otro, también disminuye la potencia entregada por el módulo.



### 6.4.2 Módulo B

#### Tecnología HIT

A continuación se presenta la tabla 6.4.3 con las fechas de estudio y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G(W/m <sup>2</sup> )	T(°C)
06/05/2009	1000,95	54,44
21/05/2010	1001,16	54,81

Tabla 6.4.3

	Potencia máxima (W)	Tensión en c. abierto (V)	Corriente de c.c. (A)
06/05/2009	160,54	62,93	3,59
21/05/2010	159,23	62,25	3,60

Tabla 6.4.4

La tabla 6.4.4 muestra la potencia, tensión y corriente máximas obtenidas durante el estudio según las gráficas 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4.

En este caso se obtiene una disminución del 0,82% para la potencia, 1,08% para la tensión y un aumento del 0,27% para la corriente.

El ligero aumento en la corriente es debido al aumento en la temperatura, de 54,44°C a 54,81°C. Sin embargo, el principal efecto del aumento de la temperatura es la disminución de la tensión en circuito abierto<sup>20</sup>, lo que sumado al paso del tiempo se traduce en una disminución de la potencia.

---

<sup>20</sup> *Sistemas fotovoltaicos, Miguel Alonso Abella, P.139*

### 6.4.3 Módulo C

#### Tecnología m-Si

A continuación se presenta la tabla 6.4.5 con las fechas de estudio y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)
28/07/2009	1000,01859	54,07
20/07/2010	999,94853	55,69

Tabla 6.4.5

	Potencia máxima (W)	Tensión en c. abierto (V)	Corriente de c.c. (A)
28/07/2009	143,65	39,78	5,11
20/07/2010	143,48	39,65	5,12

Tabla 6.4.6

La tabla 6.4.6 muestra la potencia, tensión y corriente máximas obtenidas durante el estudio según las gráficas 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4. En este caso se obtiene una disminución del 0,11% para la potencia, 0,33% para la tensión y un aumento del 0,19% para la corriente.

Al igual que en el módulo B, el ligero aumento en la corriente es debido al aumento en la temperatura, de 54, 07°C a 55,69°C. Sin embargo, el principal efecto del aumento de la temperatura es la disminución de la tensión en circuito abierto<sup>21</sup> lo que sumado al paso del tiempo se traduce en una disminución de la potencia.

---

<sup>21</sup> *Sistemas fotovoltaicos, Miguel Alonso Abella, P.139*

#### 6.4.4 Módulo D

##### Tecnología Contacto Posterior

A continuación se presenta la tabla 6.4.7 con las fechas de estudio y sus respectivas irradiancias y temperaturas.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T(°C)
28/07/2009	1000,40	54,64
09/07/2010	1000,45	54,27

Tabla 6.4.7

	Potencia máxima (W)	Tensión en c. abierto (V)	Corriente de c.c. (A)
28/07/2009	179,72	43,57	5,63
09/07/2010	175,47	43,44	5,51

Tabla 6.4.8

La tabla 6.4.8 muestra la potencia, tensión y corriente máximas obtenidas durante el estudio según las gráficas 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4.

En este caso se obtiene una disminución del 2,36% para la potencia, 0,3% para la tensión y un 2,13% para la corriente.

Para resumir el estudio anterior, la siguiente tabla realiza una comparación de la disminución de potencia de cada uno de los módulos.

	Disminución de potencia en un año (%)
m-Si	0,11
HIT	0,82
Q-cell	1,14
Cont. Post.	2,36

Tabla 6.4.9

Según la tabla 6.4.9 es posible decir que el módulo que ha sufrido una mayor pérdida de potencia en un año es el módulo con tecnología de Contacto Posterior. Sin embargo, el módulo que ha sufrido una menor degradación ha sido el de la tecnología de Silicio monocristalino.

6.5 Análisis del factor de forma de los módulos

El siguiente análisis pretende obtener de forma experimental el factor de forma de cada módulo. Para ello se utilizará un método gráfico y un método teórico (Ver página).

La figura compara las curvas características de cada módulo para un mismo día, una misma hora y unas mismas condiciones definidas en la tabla 6.5.1.

	G (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)	Hora
Q-cell	1000,19	56,39	13:09:20
HIT	1000,91	56,88	13:03:44
m-Si	1000,79	56,96	13:09:07
Cont. Post.	1000,31	56,11	13:08:23

Tabla 6.5.1

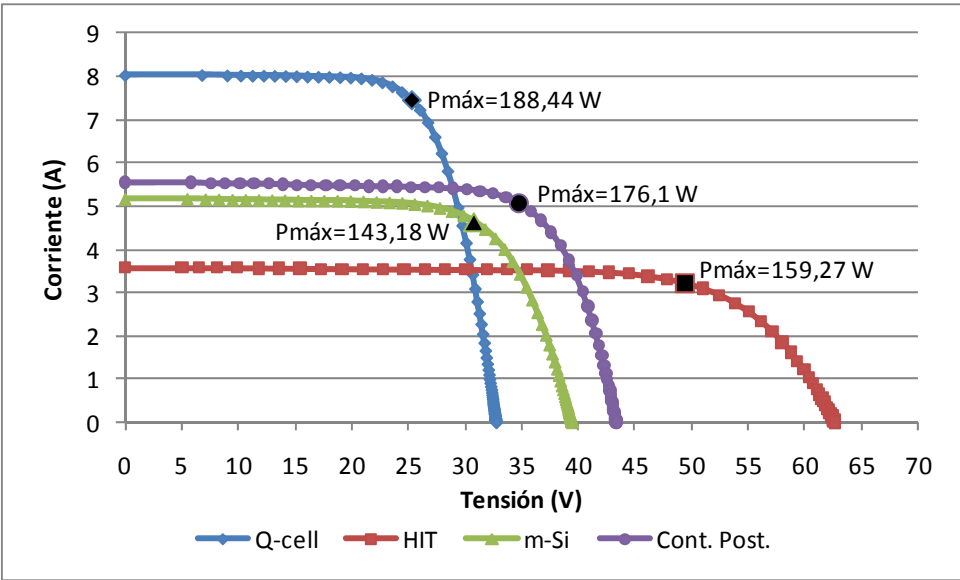


Figura 6.5.1 I-V para las mismas condiciones de medida de todos los módulos

Los datos obtenidos en la figura se resumen en la tabla 6.5.2, ordenados de mayor a menor potencia máxima obtenida.

	Isc (A)	Voc (V)	Pmáx (W)
Q-cell	8,02	32,81	188,44
Cont. Post.	5,55	43,37	176,10
HIT	3,57	62,70	159,27
m-Si	5,16	39,52	143,18

Tabla 6.5.2

A continuación se estudiará el factor de forma para cada uno de los módulos siguiendo el método gráfico y el método teórico.

### 6.5.1 Módulo A Tecnología Q-cell

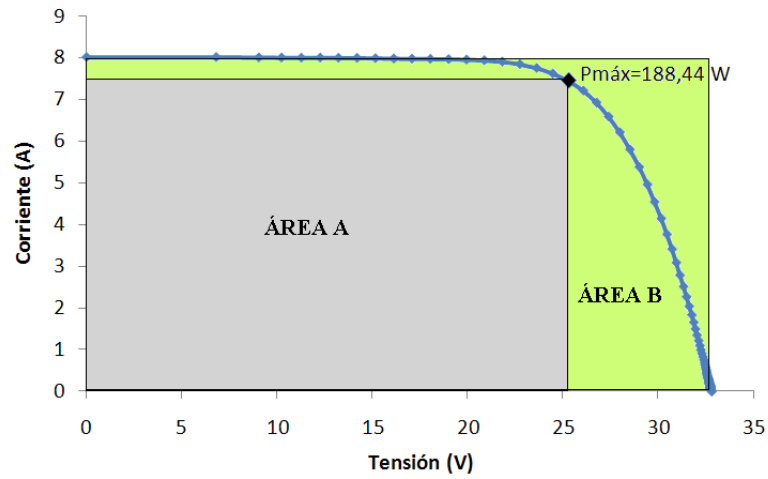


Figura 6.5.2 FF módulo A

$$FF = \frac{\text{ÁREA A}}{\text{ÁREA B}} = \frac{25 \times 7,5}{32,5 \times 8} = 0,721$$

$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}} = \frac{188,44}{8,021 \times 32,81} = 0,716$$

### 6.5.2 Módulo B Tecnología HIT

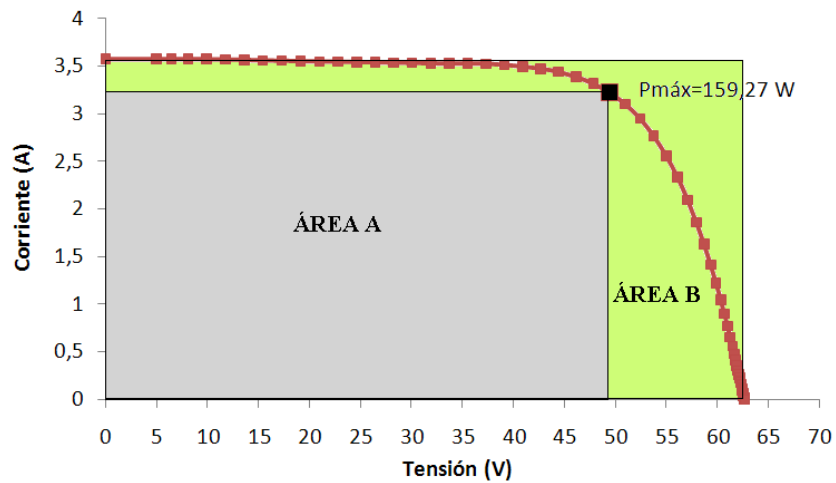


Figura 6.5.3 FF módulo B

$$FF = \frac{\text{ÁREA A}}{\text{ÁREA B}} = \frac{49 \times 3,2}{63 \times 3,5} = 0,711$$

$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}} = \frac{159,27}{3,573 \times 62,699} = 0,71$$

### 6.5.3 Módulo C Tecnología m-Si

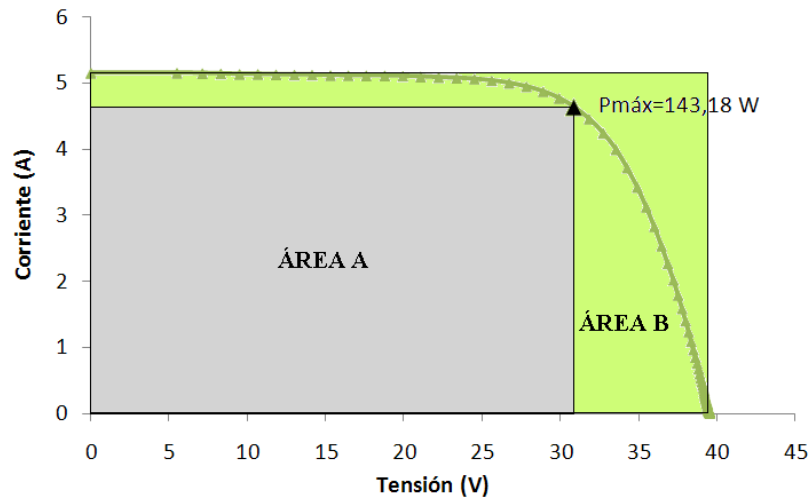


Figura 6.5.4 FF módulo C

$$FF = \frac{\text{ÁREA A}}{\text{ÁREA B}} = \frac{30,5 \times 4,6}{40 \times 5} = 0,701$$

$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}} = \frac{143,183}{5,158 \times 39,524} = 0,702$$

### 6.5.4 Módulo D Tecnología Contacto Posterior

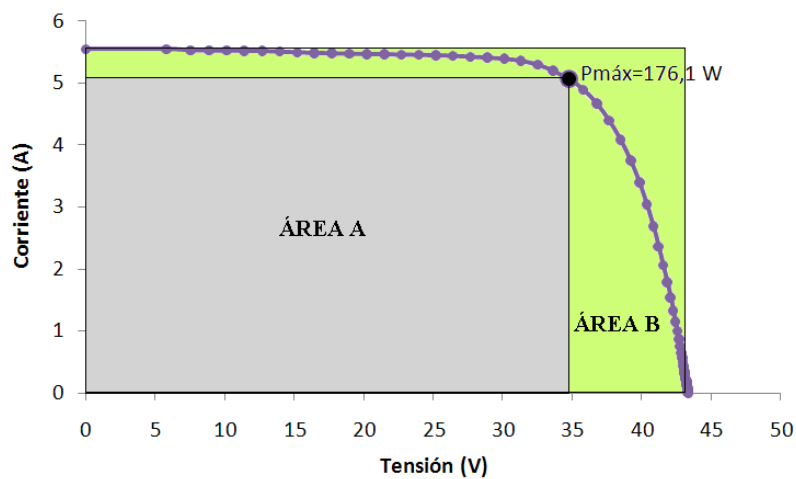


Figura 6.5.5 FF módulo D

$$FF = \frac{\text{ÁREA A}}{\text{ÁREA B}} = \frac{35 \times 5}{43,5 \times 5,5} = 0,731$$

---


$$FF = \frac{P_{\text{máx}}}{I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}} = \frac{176,103}{5,548 \times 43,373} = 0,731$$

En la tabla 6.5.3 se resumen los resultados alcanzados para cada módulo ordenados de mayor a menor factor de forma obtenido.

	P <sub>máx</sub> (W)	FF gráfico	FF teórico
Cont. Post.	176,10	0,731	0,731
Q-cell	188,44	0,721	0,716
HIT	159,27	0,711	0,710
m-Si	143,18	0,701	0,702

**Tabla 6.5.3**

Se observa que el módulo con mayor factor de forma es el de tecnología de Contacto Posterior con un 0,73; seguido del módulo Q-cell, 0,72; HIT, 0,71 y m-Si, 0,7.

Es decir, el módulo con tecnología de Contacto Posterior es de mayor calidad a pesar de no ser el que mayor potencia máxima produce.

## 6.6 Análisis del rendimiento de los módulos

En el siguiente estudio se analizará el rendimiento de cada uno de los módulos fotovoltaicos de estudio para luego ser comparados entre sí. El rendimiento se define como el cociente entre la potencia corregida y el área del módulo multiplicada por la irradiancia (Ver página 32). La potencia en este caso se corrige a la temperatura estándar (25°C) ya que el rendimiento se analizará para una irradiancia variable.

Se representará dicho rendimiento respecto a la irradiancia en dos gráficas. Una para las horas de la mañana y otra para las horas de la tarde. Como demuestra el ejemplo de las tablas 6.6.1 y 6.6.2 el rendimiento disminuye en las horas de la tarde a pesar de tener irradiancias parecidas a las de las horas de la mañana. Esto es debido a que por la tarde se obtienen temperaturas superiores en la superficie del módulo.

Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura (°C)	Hora	Rendimiento (%)
52,96	16,14	6:26:22	9,92
197,85	20,43	7:07:06	12,47
257,96	23,46	7:21:54	12,70
413,53	32,05	8:00:32	12,68
591,21	41,13	8:43:22	11,88
845,78	52,59	9:59:03	10,54

Tabla 6.6.1

Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura (°C)	Hora	Rendimiento (%)
50,11	25,82	17:56:02	6,26
128,6	29,35	17:30:01	7,97
259,2	35,9	16:54:54	9,7
394,35	41,84	16:21:05	10,24
692,53	53,66	15:04:53	9,83
963,67	60	13:16:36	9,47

Tabla 6.6.2

Por lo tanto, comparando datos de mañana y tarde en el ejemplo de las tablas anteriores se puede observar que para una irradiancia de unos 50 W/m<sup>2</sup> por la mañana el módulo tiene una temperatura de 16°C. Sin embargo, para la misma irradiancia por la tarde se obtiene una temperatura de superficie del módulo de 25°C.



O, citando otro ejemplo, para una irradiancia de, aproximadamente,  $260\text{W/m}^2$  por la mañana se obtiene una temperatura de  $23^\circ\text{C}$  mientras que por la tarde, para la misma irradiancia, se obtiene una temperatura en la superficie del módulo de  $35^\circ\text{C}$ .

La temperatura del módulo es inversamente proporcional al rendimiento del mismo.

El estudio en cuestión se realizará para el mismo día del año. En este caso se ha escogido el día 14 de septiembre de 2010.

Se procederá a la comparación de los rendimientos máximos obtenidos para cada módulo en la mañana y en la tarde.

En las horas de la mañana

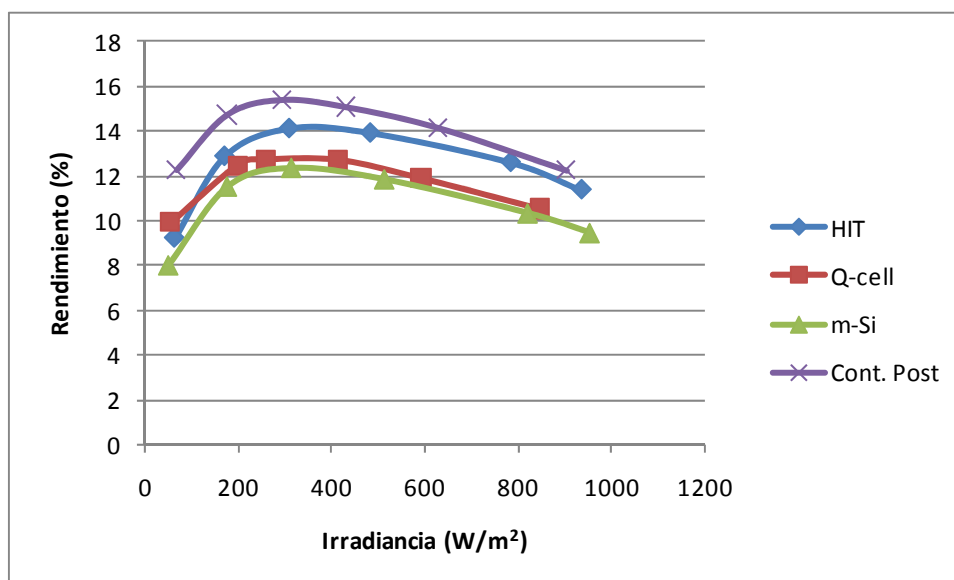


Figura 6.6.1 Rendimiento en horas de la mañana

	Rdto. máximo (%)	Irradiancia ( $\text{W/m}^2$ )	$T^a$ ( $^\circ\text{C}$ )	Área del módulo ( $\text{m}^2$ )
Cont. Post.	15,38	291,84	25,3	1,26
HIT	14,17	383,37	29,8	1,18
Q-cell	12,79	296,17	25,5	1,62
m-Si	12,38	314,64	27,1	1,27

Tabla 6.6.3

Según la Tabla 6.6.3 en las horas de la mañana se obtienen rendimientos entre el 12% y el 15% para irradiancias en torno a los  $300\text{--}400\text{ W/m}^2$  y temperaturas entre los  $25^\circ\text{C}$  y  $29^\circ\text{C}$ .

El módulo que presenta un mayor rendimiento es el de tecnología de Contacto Posterior con un 15,38% seguido del módulo de tecnología HIT con un 14,17%, del módulo de tecnología Q-cell con un 12,79% y finalizando con el módulo de tecnología de silicio monocristalino con un 12,38% de rendimiento.

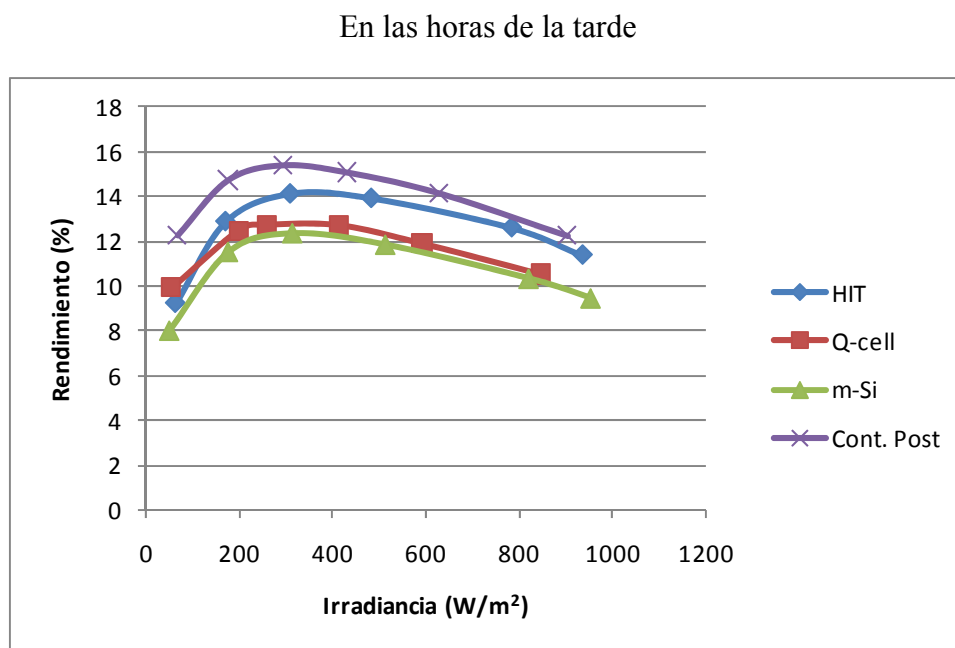


Figura 6.6.2 Rendimiento en horas de la tarde

	Rdto. máximo (%)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	T <sup>a</sup> (°C)	Área del módulo (m <sup>2</sup> )
Cont. Post.	12,47	538,96	45,1	1,26
HIT	12,28	403,98	42,4	1,18
Q-cell	10,34	518,16	45	1,62
m-Si	10,08	414,67	42,7	1,27

Tabla 6.6.4

En horas de la tarde se observa la esperada disminución en el rendimiento respecto a las horas de la mañana.

Según la Tabla 6.6.4 se obtienen rendimientos entre el 10% y el 12% para irradiancias en torno a los 400-500 W/m<sup>2</sup> y temperaturas entre los 42°C y 45°C.

El módulo que presenta un mayor rendimiento es, nuevamente, el de tecnología de Contacto Posterior con un 12,47% seguido del módulo de tecnología HIT con un 12,28%, del módulo de tecnología Q-cell con un 10,34% y finalizando con el módulo de tecnología de silicio monocristalino con un 10,08% de rendimiento.

## Capítulo 7

### 7 Conclusiones

Los anteriores análisis han conseguido demostrar los siguientes aspectos:

#### **Comparación de coeficientes de variación de parámetros con la temperatura**

- Experimentalmente ha sido imposible obtener los mismos valores de coeficientes de la temperatura que los entregados por los fabricantes de los módulos debido a que dichos coeficientes son obtenidos en laboratorio a una temperatura de 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia algo que no se puede conseguir en condiciones normales de medida. Sin embargo, los resultados obtenidos son una buena aproximación a los coeficientes otorgados por los fabricantes (páginas 34 a 41).

#### **Análisis de la influencia del aumento de la temperatura en la disminución de potencia entregado por el módulo**

- La disminución de la potencia entregada por un módulo fotovoltaico con el aumento de la temperatura (página 46).
- La linealidad de dicha disminución (página 47).
- El módulo con tecnología Q-cell ofrece mayores potencias respecto a los demás independientemente de la temperatura (página 49).
- El módulo con un comportamiento más estable frente a altas temperaturas es el de tecnología HIT (página 50).
- El módulo con tecnología silicio monocristalino es el que menos potencia ofrece, con hasta un 8% menos de potencia que el módulo que más potencia entrega. (página 50).

#### **Análisis de la disminución de potencia del módulo debido a la degradación**

- Los módulos fotovoltaicos se degradan (pierden potencia) con el paso del tiempo debido a pérdidas de tensión o de corriente (páginas 51 a 57).
- El módulo que ha sufrido una mayor pérdida de potencia en un año es el módulo con tecnología de Contacto Posterior. Sin embargo, el módulo que ha sufrido una menor degradación ha sido el de la tecnología de silicio monocristalino (página 57).

### **Análisis del factor de forma de los módulos**

- Se puede obtener el factor de forma de un módulo mediante un método teórico o un método gráfico, obteniendo prácticamente los mismos resultados (página 59 a 61).
- El módulo con tecnología de Contacto Posterior es el que tiene mayor factor de forma, es decir, mayor calidad, lo cual no implica una mayor producción de potencia (página 61).

### **Análisis del rendimiento de los módulos**

- El rendimiento de un modulo fotovoltaico es inferior en las horas de la tarde que en las horas de la mañana, a pesar de tener la misma irradiancia, debido al aumento de la temperatura, es decir, la temperatura del módulo es inversamente proporcional al rendimiento del mismo (página 62).
- En el caso del presente proyecto, en las horas de la mañana se obtienen rendimientos (en general para todos los módulos) entre el 12% y el 15% para irradiancias en torno a los 300-400 W/m<sup>2</sup>. Sin embargo, en las horas de la tarde se obtienen rendimientos entre el 10% y el 12% para irradiancias en torno a los 400-500 W/m<sup>2</sup>, lo que demuestra que, a pesar de un aumento en la irradiancia, tiene mayor importancia el aumento de la temperatura lo que conduce a una pérdida en el rendimiento (páginas 63 y 64).
- El módulo con mayor rendimiento es el de tecnología de Contacto Posterior a pesar de no ser el que mayor potencia ofrece, debido a que el rendimiento es función del área del módulo.

## Capítulo 8

### 8 Futuras líneas de trabajo

Gracias a la automatización de la obtención de los datos de medida de los módulos es posible utilizar los archivos creados para tal fin en cualquiera de los otros módulos instalados en el sistema de experimentación para su posterior estudio. También, estos archivos son modificables y ampliables, lo cual es una gran ventaja, ya que permiten el análisis de cualquier número de datos.

El presente proyecto ha demostrado el avance de las tecnologías de fabricación y producción de las células fotovoltaicas, exponiendo un aumento en el rendimiento y en la potencia entregada de los módulos.

## 9 Bibliografía

### LIBROS

EARTHSCAN, *Planning and Installing Photovoltaic Systems A guide for installers, architects and engineers*. Second edition. UK and USA 2008.

ALONSO ABELLA, Miguel. *Sistemas fotovoltaicos, Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. Segunda edición 2005, revisada y aumentada.

CIEMAT. Serie ponencias. *Fundamentos, Dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*. 1999.

LUQUE, Antonio. HEGEDUS, Steven. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley. 2003.

### CURSOS

*Nuevas Fuentes de energía*. Universidad Carlos III de Madrid. Curso 2009-2010.

### TESIS DOCTORALES

CASTRO DELGADO, Marisa. *Células Solares de Silicio para Alta Concentración: Industrialización y Células de Contacto Posterior*.

### DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS Y PÁGINAS WEB

- Centro nacional de energías renovables, CENER (Fundación CENER-CIEMAT) <http://www.cener.com/>
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas CIEMAT, <http://www.ciemat.es/>
- Agencia Estatal de Meteorología, AEMET (Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino), <http://www.aemet.es/es/>
- Asociación de la Industria Fotovoltaica, ASIF, <http://www.asif.org>
- Centro Español de Meteorología, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, <http://www.cem.es>
- Webtrans Geonica, Geofísica y Electrónica, <http://webtrans.geonica.com/>

## 10 ANEXO PRESUPUESTO

1.- Autor: Angelina Romero Valderrama

2.- Departamento: Tecnología Electrónica

3.- Descripción del Proyecto:

OBTENCIÓN EXPERIMENTAL DE PARÁMETROS  
CARACTERÍSTICOS DE DIVERSOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- Título  
- Duración  
(meses) 9 (nueve)  
Tasa de costes Indirectos: 5%

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):  
Euros 50.669

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

### PERSONAL

Apellidos y nombre	N.I.F	Categoría	Dedicación (hombres mes) <sup>a)</sup>	Coste hombre mes	Coste (Euro)	Firma de conformidad
Romero Valderrama Angelina		Ingeniero	6,85	2.694,39	0,00 0,00 18.456,57 0,00 0,00	
<b>Hombres mes</b>			<b>6,85</b>	<b>Total</b>	<b>18.456,57</b>	

<sup>a)</sup> 1 Hombre mes = 131,25 horas. Máximo anual de dedicación de 12 hombres mes (1575 horas)  
Máximo anual para PDI de la Universidad Carlos III de Madrid de 8,8 hombres mes (1.155 horas)

**EQUIPOS**

Descripción	Coste (Euro)	% Uso dedicado proyecto	Dedicación (meses)	Periodo de depreciación	Coste imputable <sup>d)</sup>
PVPM 2540C de 250V/40A	12.000,00	100	24	60	4.800,00
Estación meteorológica	15.000,00	100	24	60	6.000,00
Piranómetro	10.000,00	100	24	60	4.000,00
Pirheliómetro	20.000,00	100	24	60	8.000,00
4 Módulos fotovoltaicos	5.000,00	100	24	60	2.000,00
					0,00
	62000			<b>Total</b>	<b>24.800,00</b>

<sup>d)</sup> Fórmula de cálculo de la Amortización:

$$\frac{A}{B} \times C \times D$$

**A** = nº de meses desde la fecha de facturación en que el equipo es utilizado

**B** = periodo de depreciación (60 meses)

**C** = coste del equipo (sin IVA)

**D** = % del uso que se dedica al proyecto (habitualmente 100%)

**SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS**

Descripción	Empresa	Coste imputable
Trabajos dirigidos		5.000,00
	<b>Total</b>	<b>5.000,00</b>

**OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO<sup>e)</sup>**

Descripción	Empresa	Costes imputable
	<b>Total</b>	<b>0,00</b>

<sup>e)</sup> Este capítulo de gastos incluye todos los gastos no contemplados en los conceptos anteriores, por ejemplo: fungible, viajes y dietas, otros,...



**RESUMEN DE COSTES**

Presupuesto Costes Totales	<b>Presupuesto Costes Totales</b>
Personal	18.457
Amortización	24.800
Subcontratación de tareas	5.000
Costes de funcionamiento	0
Costes Indirectos	2.413
Total	50.669